

Ing. Karl Veverka

S t r o m h a n d e l

Chancen und Risiken für Erzeuger und Abnehmer

eingereicht als

DIPLOMARBEIT

an der

HOCHSCHULE MITTWEIDA

UNIVERSITY OF APPLIED SCIENCES

Fachbereich

Wirtschaftswissenschaften

Stockerau, 2009

Erstprüfer: Prof. Dr. Thomas Lärm

Zweitprüfer: Mag. Erich Greistorfer

Bibliographische Beschreibung

Veverka, Karl:

Stromhandel – Chancen und Risiken für Erzeuger und Abnehmer

2009 – 80 Seiten

Mittweida, Hochschule Mittweida, Fachbereich Wirtschaftswissenschaften,

Diplomarbeit, 2009

Referat

Ziel der Diplomarbeit ist es, die Chancen und Risiken für Erzeuger und Abnehmer auf einem liberalisierten Strommarkt zu erläutern. Strom ist ein begehrtes und wertvolles Handelsgut, wird gehandelt, gekauft und verkauft. Bis zum Jahr 1993 gab es in Europa praktisch keinen regulären Handel mit Strom. Die Entwicklung, die Transparenz und die Geschwindigkeit moderner Informationsplattformen haben den Handel angetrieben. Wie an den Aktienmärkten gibt es heute Händler, Broker und Börsen für Strom. Erzeuger (Produzenten) und Abnehmer (Kunden) haben im modernen Stromhandel viele Möglichkeiten, die Chancen der Handelsplätze zu nützen. Mit der wachsenden Marktdynamik gehen auch höhere Volatilitäten der Strompreise einher. Die damit verbundenen Preisrisiken führen zu einem steigenden Bedarf an Instrumenten für ein aktives Risikomanagement.

Danksagung

Mein Dank gilt allen Professoren der Hochschule Mittweida und allen Vortragenden, die mir in den vergangenen zwei Jahren fundiertes Fachwissen vermittelt haben.

Hervorzuheben ist auch das Studienzentrum Weiz für die ausgezeichnete Organisation des Studienganges, die begleitende Betreuung und stets gewährte Unterstützung in allen Fragen und Problemen.

Mein besonderer Dank gilt dem Erstprüfer, Herrn Prof. Dr. Lärm, und dem Zweitprüfer, Herrn Mag. Greistorfer, die mit ihrer Anleitung und Unterstützung einen wesentlichen Beitrag zu dieser Arbeit geleistet haben.

Der Ärzteschaft bin ich für die medizinische Betreuung, meiner Partnerin für den stets Trost und Hoffnung spendenden Zuspruch besonders dankbar. Die Entstehung der vorliegenden Arbeit wäre ohne ihre Mitwirkung nicht denkbar gewesen.

Stockerau, Dezember 2009

Ing. Karl Veverka

Inhaltsverzeichnis

1	EINLEITUNG	6
1.1	Entwicklung der Elektrizitätswirtschaft.....	6
1.2	Rechtliche Grundlagen	7
1.3	Begriffsbestimmungen.....	8
2	STROMVERSORGUNGSSYSTEM	10
3	STROMMARKT	12
3.1	These über die Entwicklung eines Handelsmarktes	12
3.2	Märkte	13
3.3	Verträge	14
3.4	Produkte	15
3.4.1	Physische Produkte	15
3.4.2	Finanzielle Produkte.....	16
3.4.3	Zertifikate.....	18
4	STROMHANDEL	20
4.1	Entstehung	20
4.2	Entwicklung.....	21
4.3	Terminologie	22
4.4	Börsen.....	23
4.4.1	Übersicht	23
4.4.2	EEX European Energy Exchange	25
4.4.3	Börsenhandel an der EEX.....	27
4.5	Charakteristiken der Kontrakte	28
4.5.1	Day-ahead-Auktion	28
4.5.2	Intraday-Markt	30
4.6	Derivate im Stromhandel	31
4.6.1	Optionen.....	31
4.6.2	Futures	42
4.6.3	Swaps.....	43
4.6.4	Einsatz von Derivaten	45
4.7	Energiebeschaffung im liberalisierten Markt.....	46
4.8	Portfoliomanagement	48
4.9	Risikomanagement.....	51

5	KRITISCHE STELLUNGNAHME ZUM STROMHANDEL	55
5.1	Allgemeine Betrachtungen	55
5.2	Ursachen der Volatilität.....	58
5.3	Volatilität und Risiko	59
5.3.1	Spekulation	61
5.3.2	Beispiel ENRON.....	62
5.4	Derivative Instrumente	62
5.5	Transparenz.....	64
5.6	Preisbestimmende Wirkung des Stromhandels	66
5.6.1	Regulierungsvorschläge.....	68
5.6.2	Stromerzeugungskosten und Investitionsanreize	70
6	ZUSAMMENFASSUNG	73

Abkürzungsverzeichnis

APX	Amsterdam Power Exchange
BAKred	Bundesaufsichtsamt für das Kreditwesen
ATEL	Aare Tessin AG
BGBI	Bundesgesetzblatt
CCP	Central Counterparty
CMO	Central Monitoring Office
DCM	Direct Clearing Member
d.h.	das heißt
EBK	Eidgenössische Bankenkommission
EEX	European Energy Exchange
EG	Europäische Gemeinschaft
EGL	Elektrizitäts-Gesellschaft Laufenburg
EGV	Vertrag zur Gründung der europäischen Gemeinschaften
EIWOOG	Elektrizitätswirtschafts- und organisationsgesetz
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
EU	Europäische Union
EVU	Elektrizitätsversorgungsunternehmen
EXAA	Energy Exchange Austria
etc.	et cetera (und so weiter)
GCM	General Clearing Member
i.d.R.	in der Regel
LPX	Leipzig Power Exchange
MW	MegaWatt (physikalische Einheit für Leistung)
MWh	MegaWattStunde (physikalische Einheit für Arbeit)
NCM	Non Clearing Member
Nord Pool	Nordic Power Exchange for electrical power
OTC	Over the Counter
RECS	Renewable Energy Certificate System
SFr	Schweizer Franken
SWEP	Swiss Electricity Price Index
UCTE	Union für die Koordinierung des Transportes elektrische Energie
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
usw.	und so weiter
u.U.	unter Umständen
VaR	Value-at-Risk
VNB	Verteilnetzbetreiber
z.B.	zum Beispiel

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1	Entwicklung eines Handelsmarktes	12
Abbildung 2	Märkte.....	13
Abbildung 3	Evolutionsstufen des Stromhandels.....	21
Abbildung 4	Strombörsen in Europa (Stand 2006)	24
Abbildung 5	Organigramm der EEX	25
Abbildung 6	Börsenhandel an der EEX	27
Abbildung 7	Long Call	33
Abbildung 8	Long Put	34
Abbildung 9	Short Call.....	35
Abbildung 10	Short Put.....	36
Abbildung 11	Option Strategie steigend	37
Abbildung 12	Option Strategie fallend	38
Abbildung 13	Option Strategie neutral.....	39
Abbildung 14	Long Straddle	40
Abbildung 15	Short Straddle.....	41
Abbildung 16	Allgemeine Funktionsweise von Swaps.....	44
Abbildung 17	Beschaffungskonzepte im Stromhandel	47
Abbildung 18	Stadtwerk im Spannungsfeld	48
Abbildung 19	Stufen zum integrierten Portfoliomanagement.....	50
Abbildung 20	Risikopotenzial.....	51
Abbildung 21	Risikomaße.....	52
Abbildung 22	Risikosteuerung.....	54
Abbildung 23	Preisbildung Strommärkte	70
Abbildung 24	Entwicklung der Strommärkte	73
Abbildung 25	Windfall profits der Stromerzeuger	76

1 Einleitung

1.1 Entwicklung der Elektrizitätswirtschaft

Die rechtliche Entwicklung der österreichischen Elektrizitätswirtschaft wurde bereits in der Monarchie durch die Verordnung der Minister des Handels und des Inneren vom 25. März 1883 eingeleitet. Diese Verordnung war keine Elektrizitätswirtschaftliche Regelung, wie wir sie heute verstehen. Diese Verordnung verlangte für die gewerbsmäßig betriebene Herstellung und den gewerbsmäßigen Betrieb von Anlagen zur Erzeugung und Leitung von Elektrizität, die bis dahin als freies Gewerbe lediglich der Anmeldung bei der Gewerbebehörde bedurft hatte, nun eine von der Landesbehörde zu erteilende Konzession. Die Erbauer und Betreiber solcher Anlagen hatten entsprechende Befähigungsnachweise zu erbringen, die Ausführung dieser Anlagen erfolgte gemäß Richtlinien fachlicher Verbände, insbesondere durch die vom Elektrotechnischen Verein in Wien herausgegebenen „Sicherheitsvorschriften für elektrische Starkstromanlagen“, die auch behördliche Anerkennung fanden.

Insoweit die Gewinnung von Elektrizität durch Ausnützung von Wasserkraft öffentlicher Gewässer erfolgte, war für die Benützung aufgrund der Wasserrechtsgesetze eine Wasserbenutzungsbewilligung erforderlich. Obwohl eine ausdrückliche Bezugnahme auf „allgemeine“ oder „öffentliche Interessen“ in den Verwaltungsvorschriften fehlte, fand die Verwaltungspraxis Mittel und Wege, einer geordneten Elektrizitätsvorsorge zum Durchbruch zu verhelfen. Vor allem Gemeinden selbst übernahmen die Errichtung von Elektrizitätswerken und den Bau von Leitungsanlagen, die oft über gemeindeeigenes Gebiet führten.

Die Konzessionsverträge waren das rechtliche Instrumentarium gemeinwirtschaftlicher Zielsetzung, neben dem auf Gewinnerzielung gerichteten Unternehmenszweck auch übergeordnete Interessen, wie die Versorgungssicherheit und die Preisbildung, zu berücksichtigen. Durch diesen Ausschluss des Wettbewerbes sollte jede wirtschaftliche Gefährdung der begünstigten Unternehmen durch Konkurrenzierung von später errichteten, technisch besser ausgestatteten und möglicherweise billiger arbeitenden Unternehmungen verhindert werden. Diesen begünstigten Unternehmen, die viele Rechte, bis hin zu Enteignungen, in Anspruch nehmen durften, wurden dafür im Gegenzug Pflichten auferlegt. Vor allem die allgemeine Anschluss- und Versorgungspflicht und die allgemeinen Stromabgabebedingungen. Der Betrieb durfte nicht willkürlich unterbrochen werden, und das Höchstmaß der Tarife und Änderungen bedurfte einer Zustimmung des für das Versorgungsgebiet zuständigen Landeshauptmannes.

Hinsichtlich der Preisbildung gab es im Laufe der Zeit eine Reihe an Gesetzen, die immer wieder durch Novellen geändert wurden. Besonders zu erwähnen sind in diesem Zusammenhang kriegswirtschaftliche Ermächtigungsgesetze, das Energiewirtschaftsgesetz 1939 und das für die Weiterentwicklung der österreichischen Elektrizitätswirtschaft nach dem Zweiten Weltkrieg so

maßgebliche 2. Verstaatlichungsgesetz vom 26. März 1947. Österreich war in Besatzungszonen aufgeteilt, und der Wiederaufbau verlangte dringend nach Lösungen der Stromversorgungsprobleme. Das im Jahre 1975 in Kraft getretene Elektrizitätswirtschaftsgesetz schuf rechtliche Rahmenbedingungen auf deren Grundlage die Länder Ausführungsgesetze erlassen konnten.

Die Bestimmung von Preisen für die Lieferung von elektrischer Energie, insbesondere für Tarifabnehmer, Kleinkunden und Haushalte, erfolgte nach 1945 nicht mehr im Rahmen des eigentlichen Elektrizitätsrechts, sondern auf Grund des Preisregelungsgesetzes, das im Jahre 1976 durch das Preisgesetz ersetzt wurde. Die Preisbestimmung erfolgt im Rahmen von Preisbescheiden, die auf Antrag der Elektrizitätsversorgungsunternehmen erlassen werden.

1.2 Rechtliche Grundlagen

Der gegenwärtige Rechtsrahmen des österreichischen Elektrizitätswesens stellt sich als Schlusspunkt der kurz dargestellten historischen Entwicklung dar. Auf verfassungsrechtliche Grundlagen, Sonderverfassungsgesetze und weiterführende maßgebliche Gesetze, wie Starkstromwegerecht, Wasserrecht, Verbot der Nutzung der Kernspaltung, Kartellrecht, den Rechtsrahmen der Europäischen Union und vieles mehr, kann hier nicht näher eingegangen werden. Preisrechtliche Bestimmungen gemäß Preisgesetz 1992 betreffen nicht den Stromhandel und bleiben im Weiteren außer Betracht.

Der Rechtsrahmen der Europäischen Union für die Elektrizitätswirtschaft stellt die Grundlage für die Errichtung des europäischen Elektrizitätsbinnenmarktes¹ dar. Von besonderer Bedeutung sind die Bestimmungen über den freien Waren- und Dienstleistungsverkehr, das Wettbewerbsrecht und die Bestimmungen über öffentliche und monopolartige Unternehmen². Diese Bestimmungen enthalten kein grundsätzliches Verbot von Monopolen. Verboten ist lediglich der Missbrauch, der sich aus der Monopolstellung ergebenden marktbeherrschenden Position³.

Die zentralen Punkte der Elektrizitätsbinnenmarktrichtlinie sind

- Beseitigung ausschließlicher Rechte für die Elektrizitätserzeugung.
- Entflechtung im Management und im Rechnungswesen (Unbundling).
- Netzzugang von Stromproduzenten zur Belieferung zugelassener Kunden und eigener Betriebstätten und Tochterunternehmungen.

Die Elektrizitätstransitrichtlinie des Rates der Europäischen Wirtschaftsgemeinschaft vom 29. Oktober 1990 regelt den Transit von Strom über große

¹ Artikel 7a EGV definiert den Binnenmarkt

² Siehe Artikel 90 Abs 1 und Abs 2 EGV

³ Siehe Artikel 7 und 85 bis 94 EGV

Netze und wurde anlässlich des Beitrittes Österreichs zum Europäischen Wirtschaftsraum (EWR) durch eine Novelle zum 2. Verstaatlichungsgesetz⁴ im Jahre 1992 innerstaatlich umgesetzt.

1.3 Begriffsbestimmungen

Sowohl im österreichischen Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetz (EIWOG) als auch im deutschen Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) finden sich sogenannte Begriffsbestimmungen wieder. Die Definitionen im EnWG sind umfassendere Beschreibungen und zum Verständnis späterer Ausführungen besser geeignet.

Die wichtigsten Begriffe davon sind:

- **Ausgleichsleistungen**
Dienstleistungen zur Bereitstellung von Energie, die zur Deckung von Verlusten und für den Ausgleich von Differenzen zwischen Ein- und Ausspeisung benötigt wird, zu denen insbesondere auch Regelenergie gehört.
- **Betreiber von Übertragungsnetzen**
Natürliche oder juristische Personen oder rechtlich unselbstständige Organisationseinheiten eines Energieversorgungsunternehmens, die die Aufgabe der Übertragung von Elektrizität wahrnehmen und die verantwortlich sind für den Betrieb, die Wartung sowie erforderlichenfalls den Ausbau des Übertragungsnetzes in einem bestimmten Gebiet und gegebenenfalls der Verbindungsleitungen zu anderen Netzen.
- **Bilanzkreis**
Im Elektrizitätsbereich innerhalb einer Regelzone die Zusammenfassung Einspeise- und Entnahmestellen, die dem Zweck dient, Abweichungen zwischen Einspeisungen und Entnahmen durch ihre Durchmischung zu minimieren und die Abwicklung von Handelstransaktionen zu ermöglichen.
- **Energie**
Elektrizität, die zur leitungsgebundenen Energieversorgung verwendet wird.
- **Großhändler**
Natürliche oder juristische Person mit Ausnahme von Betreibern von Übertragungsnetzen, die Energie zum Zwecke des Weiterverkaufes innerhalb oder außerhalb des Netzes, in dem sie ansässig sind, kaufen.
- **Kunde**
Großhändler, Letztverbraucher und Unternehmen, die Strom kaufen.

⁴ BGBl Nr 762/1992, §§ 11 und 12

- **Letztverbraucher**
Natürliche oder juristische Personen, die Energie für den eigenen Verbrauch kaufen.
- **Regelzone**
Im Bereich der Elektrizitätsversorgung das Netzgebiet, für dessen Primärregelung, Sekundärregelung und Minutenreserve ein Betreiber von Übertragungsnetzen im Rahmen der Union für die Koordinierung des Transportes elektrischer Energie (UCTE) verantwortlich ist.
- **Unternehmen** (vertikal integriertes Energieversorgungsunternehmen)
Ein im Elektrizitätsbereich tätiges Unternehmen, das mindestens eine der Funktionen Übertragung oder Verteilung und mindestens eine der Funktionen Erzeugung oder Vertrieb von Elektrizität wahrnimmt.

Abschließend eine Ergänzung zum Begriff **Ausgleichsleistungen**.

Der Ausgleich zwischen Erzeugung und Verbrauch erfolgt in Österreich im Zuge der Ein- oder Ausspeisung von Ausgleichsenergie:

- durch die *Primärregelenergie*, wobei die Anpassung der Erzeugung innerhalb der ersten 30 Sekunden zu erfolgen hat,
- durch die *Sekundärregelenergie*, wobei die Anpassung der Erzeugung innerhalb der ersten 5 Minuten zu erfolgen hat,
- durch die *Tertiärregelung* oder „Minutenreserve“, wobei die Anpassung der Erzeugung innerhalb der ersten 15 Minuten zu erfolgen hat,
- durch *ungewollten Austausch* mit umliegenden Regelzonen im UCTE-Verbund, falls die Anpassung der Regelzone nicht ausreichend möglich ist.

2 Stromversorgungssystem

Die sichere Stromversorgung ist essentiell für die Funktionsfähigkeit der Wirtschaft und den Wohlstand der Bevölkerung. Elektrische Energie spielt eine wichtige Rolle in der Wettbewerbsfähigkeit der Wirtschaft. Nutzen und Kosten der Energiewirtschaft aus volkswirtschaftlicher Sicht verlangen eine umfassende politische Strategie. Die Energiepolitik ist von langen Vorlaufzeiten und langfristigen Wirkungen der notwendigen Entscheidungen und Investitionen gekennzeichnet.

Die Besonderheiten des Energieträgers **Strom** sind:

- Elektrische Energie ist in größerem Umfang praktisch nicht speicherbar.
- Die Lieferung von Strom ist leitungsgebunden.
- Die Elektrizität sucht sich ihren Weg im Netz selbst.
- Physikalische und vertragliche Lieferungen sind daher nicht ident.
- Zu jedem Zeitpunkt muss Erzeugung und Verbrauch im Gleichgewicht sein.
- Der Gleichgewichtszustand muss überwacht werden und mit geeigneten Kraftwerken geregelt werden.
- Der Regelennergieeinsatz erfolgt automatisch in den Regelkraftwerken.

Für den Ausgleich zwischen Verbrauch und Erzeugung in einem liberalisierten Strommarkt sind die Regelzonenführer (Übertragungsnetzbetreiber) verantwortlich. Zu deren wichtigsten Aufgaben zählen:

- Die Leistung-Frequenz-Regelung.
- Die Ausschreibung der Regelennergie.
- Der Einsatz der Regelkraftwerke.
- Die Deckung von Differenzen zwischen Fahrplanlieferung und Kundenbedarf der Lieferanten.
- Die Durchführung von Netzstabilitätsberechnungen.
- Die Verrechnung der Ausgleichs- und Regelennergie.
In Deutschland erfolgt die Abrechnung durch die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB), in Österreich durch eigene Clearingstellen.

Der Strombedarf schwankt im Allgemeinen recht stark. Die Gründe hierfür sind unter anderen vor allem:

- Jahreszeitliche Temperatureinflüsse:
Heizungen und Klimaanlage.
- Saisonal und witterungsbedingter Beleuchtungsbedarf:
Sommer-Winterzeitumstellung (day light saving).
- Verbrauchsschwankungen in der Industrie:
Produktionssteigerungen oder -reduktionen, Betriebsferien.
- Störungen und Ausfälle:
sowohl erzeugungs- wie verbrauchsseitig.

- Witterungseinflüsse:
Abnehmende Wasserführung in den Flüssen bedeutet geringe Erzeugung aus Wasserkraft, extrem geringe Wasserführung führt auch zu Mangel an Kühlwasser für kalorische Kraftwerke oder Atomkraftwerke.

In jedem Stromversorgungssystem gibt es Anbieter und Abnehmer.

- Anbieter von Strom können entweder Erzeuger oder Händler sein. Sie bieten Strom an und schließen Lieferverträge ab.
- Abnehmer von Strom sind Händler, Verbraucher aller Arten und Erzeuger, sofern sie über Pumpspeicher verfügen. Kleinkunden, wie Haushalte oder Kleingewerbetreibende, bleiben in weiterer Folge außer Betracht.

Es gibt zwei Arten von Großkunden, nämlich Stadtwerke und Industriekunden.

Stadtwerke sind

- Regionale Energieversorger (Weiterverteiler).
- Teilweise Stromproduzenten, z.B. Strom als Nebenprodukt aus Fernwärmeerzeugung oder Müllverbrennung.
- Strombezieher von Vorlieferanten (offene Lieferverträge).
- Teilweise indirekte Börsenteilnehmer (Nutzung von Dienstleistungen, Brokern).
- Kaum direkte Börsenteilnehmer.

Industriekunden sind

- Industriebetriebe bzw. Bündel- oder Kettenkunden (Handel, Hotellerie).
- Teilweise Stromproduzenten.
- Abnehmer von oft mehreren tausend MWh Jahresstrombedarf.
- Teilweise Entnehmer von Strom aus mehreren Spannungsebenen.
- Vereinzelt indirekte Börsenteilnehmer (Nutzung von Dienstleistungen, Brokern).
- Kaum direkte Börsenteilnehmer.

3 Strommarkt

3.1 These über die Entwicklung eines Handelsmarktes

Produktinnovationen auf der Anbieterseite haben das Ziel, vorhandene Bedürfnisse auf der Abnehmerseite zu befriedigen. In der Regel besitzen die Innovatoren jedoch einen Know-How-Vorsprung bezüglich operativer Steuerung und ökonomischer Bewertung des Produktes. Da üblicherweise nur wenige potentielle Marktteilnehmer über dieses Wissen verfügen, gibt es zu Beginn der Markteinführung eines neuen Produktes nur wenige, die bereit und in der Lage sind, die entstehenden Risiken abzuschätzen und zu übernehmen. Aufgrund der geringen Markttiefe sind die Vertragsbeziehungen in dieser Phase bilateral ausgestattet. Neben der geringen Informiertheit der potenziellen Abnehmer insbesondere über markt- und risikoorientierte Bewertung des Produktes, existiert ein intransparenter Preis. Dies kann zu relativ hohen Margen führen. Bei zunehmender Akzeptanz des Produktes nimmt das Wissen darüber zu, wodurch die Anzahl der Marktteilnehmer steigt, die das Produkt risiko-adäquat bewerten und steuern können. Mit der Anzahl der Transaktionswünsche steigt die Handelbarkeit des Produktes. Dies zieht wiederum Broker an, wodurch sich die Transparenz bei der Preisgestaltung verbessert. In den Markt eintretende Zwischenhändler versuchen, noch vorhandene Intransparenz zu nutzen, um Preisdifferenzen innerhalb eines Marktes oder in Beziehung zu anderen Märkten auszunutzen. Durch derartige Handelsaktivitäten steigt die Transparenz bezüglich des Preises, was eine erhöhte Handelsliquidität zur Folge hat.

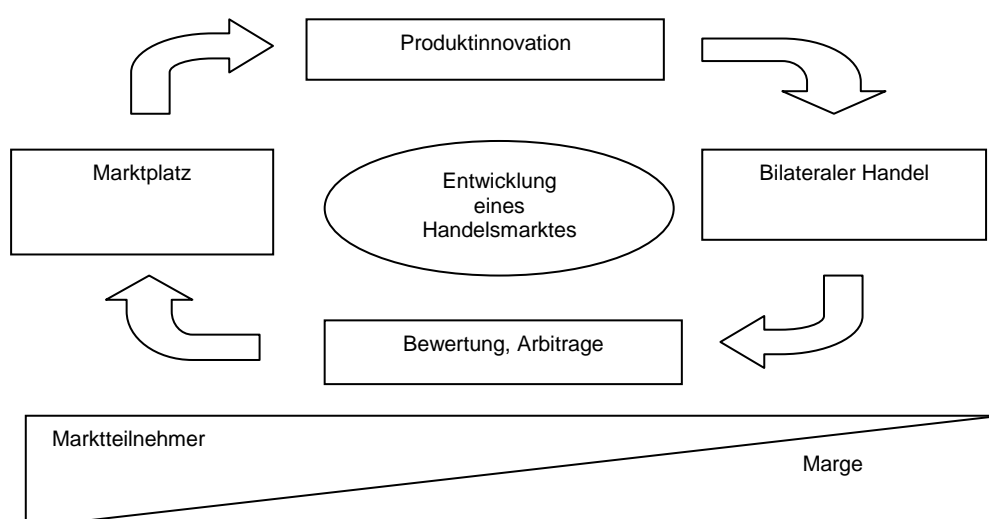


Abbildung 1: Entwicklung eines Handelsmarktes

Quelle: Borchert, Jörg / Schremm, Ralf / Korth, Swen: Stromhandel, S. 4.

Es entsteht in Konsequenz ein Marktplatz, dessen Preis sich durch Angebote und Nachfrage einer Vielzahl von Marktteilnehmern bildet. Dieser Wettbewerb verringert gleichzeitig die Margen. Letztlich führt dieser Prozess bei hinreichend großer Anzahl von Marktteilnehmern zur Etablierung von Börsen. Die Entwicklung des Handelsmarktes ist mit der Einrichtung dieser hochregulierten Handelsplätze abgeschlossen. Die größtmögliche Marktliquidität und die Handelbarkeit des Produktes sind damit erreicht.

3.2 Märkte

Strom wurde im internationalen Großhandel schon lange vor Öffnung des Strommarktes intensiv Over the Counter (OTC, d.h., auf bilateraler Basis) gehandelt. Eine Transparenz der gehandelten Mengen und Preise war nicht gegeben. Es findet eine Entwicklung „weg vom Handel mit langfristigen Verträgen hin zu einem kurzfristigen Markt“ statt. Seit der Marktöffnung weisen mehr als 60%, Tendenz steigend, der Strombezugsverträge eine Laufzeit von weniger als zwei Jahren⁵ auf. Daraus folgt, dass Strom im Zeichen der Liberalisierung zum normalen Handelsgut wird und den gleichen Marktgesetzen unterliegt.

Die nachfolgende Abbildung zeigt die Struktur der maßgeblichen Märkte.

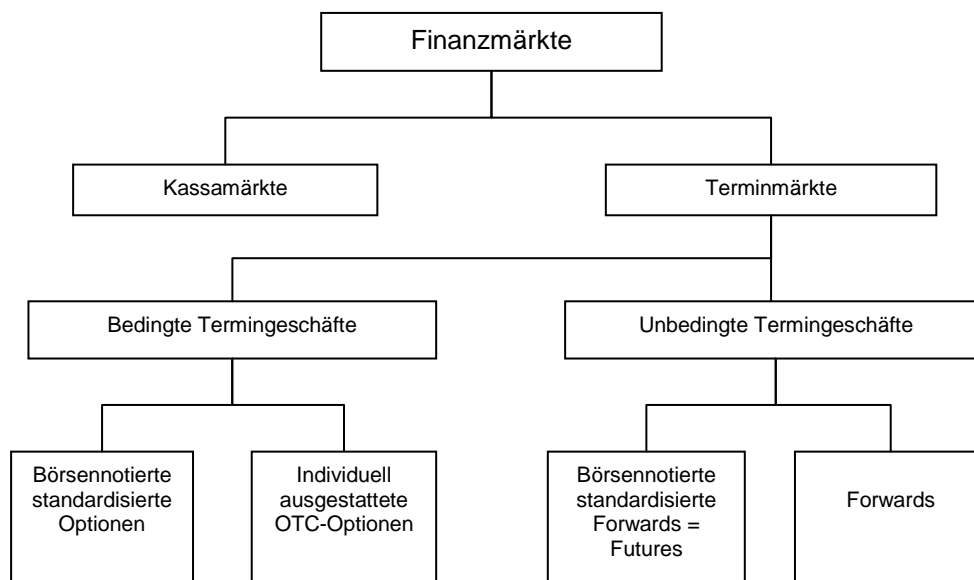


Abbildung 2: Märkte

Quelle: Autor

⁵ Andersen, Arthur: Energiehandel – Aktueller Stand und Entwicklungstendenzen, Marktstudie 2000, S. 5.

Folgende Begriffe werden in den weiteren Ausführungen verwendet.

- Märkte: Zusammentreffen von Angebot und Nachfrage.
- Börsen: Standardisierte Märkte, z.B. EEX, Powernext, etc.
- Kassamarkt: Geschäft wird zum gegenwärtigen Zeitpunkt abgeschlossen (z.B. Aktien).
- Terminmarkt: Geschäft wird für zukünftigen Zeitpunkt abgeschlossen (Kauf per).
- Forward: Termingeschäft mit physikalischer Lieferung.
- Future: Termingeschäft mit Cash-Settlement.
- Händler: Großhändler⁶ handelt mit eigenen oder fremden Basiswerten (eigene Positionen).
- Broker: Makler, vermittelt Geschäfte (keine eigene Position).

3.3 Verträge

Bis zur Liberalisierung des Elektrizitätsmarktes in den Jahren 1998 und 1999 waren neben den bilateralen Verträgen zwischen Verbundunternehmen und Großkunden, langfristige Energielieferverträge vorherrschend. Die Preisfestlegung erfolgte aufgrund von Markteinschätzungen und individueller Risikopräferenzen. Es gab typischer Weise nur zwei Vertragsarten:

- **Vollversorgung**
Der Kunde bezog den gesamten Strombedarf von einem einzigen Lieferanten. Genaue Prognosen oder Angaben über Umfang und zeitlichen Anfall des Verbrauches waren nicht notwendig. Der Lieferant sorgte auch für den Ausgleich der Abnahmeschwankungen. Die Preisfestsetzung war meist, in Leistungs- und Arbeitspreise gestaffelt, gegliedert.
- **Offener Liefervertrag**
Der Kunde bezog bei vorhandener Eigenerzeugung den zusätzlichen Bedarf und die Reservelieferungen bei Ausfall der Eigenproduktion von einem Lieferanten. Die Verträge enthielten häufig verschiedene Leistungs- und Arbeitspreiskomponenten sowie take-or-pay Klauseln. Zusätzlich wurde über Einkaufspools im OTC-Handel Strom bezogen

Nach der Öffnung des Strommarktes wurden alle bisherigen Verträge in Netzzugangs-, Netznutzungs- und Energielieferverträge aufgespalten. Den Abnehmern wurde damit die Möglichkeit gegeben, den Stromlieferanten frei zu wählen.

⁶ Siehe 1.3 Begriffsbestimmungen

3.4 Produkte

Anfangs waren nur zwei einfache Standardprodukte, Baseload⁷ und Peakload⁸, handelbar. Parallel zu neuen, strukturierten Lieferverträgen entwickelten sich auch strukturierte Produkte, die später standardisiert wurden. Der Strommarkt war noch stark durch die physische Motivation geprägt, also Erzeugung zu vermarkten und Strombedarf zu decken. Mit der Einrichtung von Börsen wurden neben den physischen auch finanzielle Produkte handelbar.

3.4.1 Physische Produkte

Erklärung der Begriffe:

- **Spotprodukte⁹**
Spotgeschäfte sind Transaktionen für bestimmte Stunden des nächsten Tages (day-ahead-trading) oder der folgenden Tage. Händler sind am OTC-Markt und den Börsen (EEX, Powernext, EXXA) angeschlossen. Kurzfristige Geschäfte umfassen Stunden, Stundenblöcke, Tage oder eine Woche. Es können standardisierte Produkte (Base, Peak) oder nichtstandardisierte Produkte zur Anwendung kommen. Der Einsatz ist sinnvoll, wenn kurzfristig Energie benötigt wird oder verkauft werden soll (z.B. aufgrund von Prognoseänderungen, Kraftwerksausfällen, usw.).
- **Forwards¹⁰**
Forwardgeschäfte sind mittel- bis langfristige physische Termingeschäfte für Stromlieferungen, die nicht über eine Börse, sondern bilateral zwischen den entsprechenden Parteien abgewickelt werden (OTC). Dadurch ist es möglich Forwards nach individuellen Bedürfnissen zu gestalten. Die Handelsunternehmen können Wochen-, Monats-, Quartals- und Jahresprodukte für alle relevanten europäischen Märkte handeln. Die Spezifikation der Produkte reicht von Standards (Base, Peak) bis hin zu individuellen Fahrplänen.
Vorteil: Man deckt zukünftige Strombezüge mit festen Preisen ab, dadurch wird eine zuverlässige und langfristige Planung möglich.
- **Physische Optionen auf Strom**
Der Käufer einer Call-Option hat das Recht, aber nicht die Pflicht, eine bestimmte Menge Strom innerhalb eines definierten Zeitraumes zu einem vorab vereinbarten Preis (Strike) vom Verkäufer der Call-Option zu kaufen. Für diese Recht zahlt der Käufer eine Prämie (ähnlich einer Versicherungsprämie) an den Verkäufer.
Vorteil: Man erhält eine Wahlmöglichkeit über einen zukünftigen Strombezug zum heute festgesetzten Preis. Man kann mit einem fixen

⁷ Stromlieferung oder -bezug mit konstanter Leistung durchgehend von 0 – 24 Uhr

⁸ Stromlieferung oder -bezug mit konstanter Leistung durchgehend von 8 – 20 Uhr

⁹ Englisch: on the spot - auf der Stelle, sofort

¹⁰ Englisch: forward - Zeit, Termin

Strompreis rechnen. Kommt das Geschäft zustande, übt man die Option aus und erhält den Strom zum vereinbarten Preis. Wird die Bezugsmöglichkeit bis zum vereinbarten Termin nicht ausgeübt, verfällt die Option. Man sichert sich gegen steigende Strompreise ab und profitiert von fallenden Marktpreisen. Damit ist das Risiko im Vergleich zum Forward bzw. Future asymmetrisch, da hier nur eine Marktentwicklung mitgenommen wird. Diese Asymmetrie ist auch der Grund für die notwendige Prämienzahlung.

- **Produkte mit indizierten Strompreisen**

Ein indizierter Vertrag definiert sich aus einer Energiemenge zu einem Preis, der an einen Stromindex gebunden ist.

Vorteil: Sinken die Strompreise am Großhandelsmarkt, profitiert man von fallenden Strompreisen. Statt einer Lieferung zu einem Fixpreis zahlt man z.B. den aktuellen Phelix¹¹ Base plus einer Abwicklungs- und Handlinggebühr. Die Vertragserfüllung kann wahlweise physisch oder finanziell erfolgen.

3.4.2 Finanzielle Produkte

Erklärung der Begriffe:

- **Futures¹²**

Durch den Kauf oder Verkauf von Futures-Kontrakten an einer Strombörse können Marktpreisrisiken kostengünstig abgesichert werden. Futures-Kontrakte bieten die Möglichkeit, in einem überwachten, transparenten Markt anonym und ohne Gegenparteirisiko zu handeln. Sie eliminieren die Ungewissheit der zukünftigen Preisentwicklung und stellen das Geschäftsvorhaben auf eine sichere Kalkulationsbasis.

- **Swaps¹³**

Ein Swap ermöglicht die Fixierung oder Indizierung eines Energiebeschaffungspreises. Swaps sind Transaktionen, wobei ein Preis für einen bestimmten Zeitraum in einen anderen Preis umgewandelt wird. Es handelt sich um reine Finanztransaktionen. Es erfolgt keine physische Lieferung. Aus diesem Grund können Swaps unabhängig von dem derzeitigen physischen Bezugsvertrag und Lieferanten eingegangen werden. Ein Swap ist eine finanzielle Tauschtransaktion von Zahlungsströmen, ohne physische Lieferung. Bei einem fixed-for-floating Swap wird ein variabler Preis gegen einen Festpreis getauscht. Swaps sind von ihrem Charakter her Arbitragegeschäfte¹⁴.

- **Optionen**

Optionen bieten ein breites Spektrum an Preisabsicherungsmöglichkeiten. Je nachdem, ob das Recht für den Kauf oder Verkauf des Under-

¹¹ Phelix: Physical Electricity Index, Phelix Base und Phelix Peak sind eingetragene Marken der EEX.

¹² Englisch: futures - Termingeschäfte

¹³ Englisch: to swap - ver- oder austauschen

¹⁴ Französisch: arbitrage - Vergleich

lyings¹⁵ erworben wird, spricht man von Call-Option (Kaufoption) oder Put-Option (Verkaufsoption). Als Verkäufer einer Option (Stillhalter) erhält man bei Vertragsabschluss eine Optionsprämie vom Käufer. Als Käufer (Halter) zahlt man eine Optionsprämie an den Verkäufer.

Die Erfüllung kann je nach Vereinbarung physisch oder finanziell erfolgen. Bei finanzieller Erfüllung erfolgt ein Finanzausgleich in Höhe der Differenz zwischen dem vereinbarten Ausübungspreis (Strike price¹⁶) und dem am Tag der Ausübung geltenden Marktpreis.

Vorteil: Man bestimmt über einen zukünftigen Strombezug und kalkuliert zum heute festgesetzten Preis. Kommt das Geschäft zustande, übt man die Option aus und erhält den Strom zum vereinbarten Preis. Wenn nicht, lässt man die Option verfallen oder verkauft sie zum aktuellen Marktpreis.

- **Cap¹⁷**

Der Cap ermöglicht es dem Käufer, sich für einen längeren, vorab definierten Zeitraum gegen Preissteigerungen abzusichern. Es handelt sich um ein „Over-the-Counter“-Instrument, wird also bilateral zwischen den Handelspartnern abgeschlossen und nicht über die Börse abgewickelt. Ein Cap garantiert eine Energiebeschaffungskosten-Begrenzung über einen vorher vereinbarten Zeitraum. Bleibt der Preis unterhalb des Caps, gilt die vereinbarte variable Preisbasis. Kauft man einen Cap, zahlt man für diese Absicherungsleistung bei Vertragsabschluss eine Versicherungsprämie, die der Verkäufer erhält.

Vorteil: Wenn man Energie zu variablen Marktpreisen bezieht und der Preis für eine bestimmte Energiemenge eine festgelegte Schwelle – den Cap – überschreitet, übernimmt der Händler den Differenzbetrag. In diesem Fall würde die Erfüllung durch Ausgleichszahlung, also finanziell erfolgen. Erfüllung durch physische Lieferung ist natürlich auch möglich, wenn dies bei Vertragsabschluss vereinbart wurde.

- **Floor¹⁸**

Der Floor ermöglicht es einem Energieanbieter, sich für einen längeren, vorab definierten Zeitraum gegen Preissenkungen abzusichern. Der Floor ist, wie der Cap, ebenfalls ein „Over-the-Counter“-Instrument, wird also bilateral zwischen den Handelspartnern abgeschlossen und nicht über die Börse. Ein Floor garantiert dem Energieverkäufer bei variablen Preisen einen Mindestverkaufserlös über einen bestimmten Zeitraum. Floors können sowohl finanziell als auch physisch erfüllt werden, je nach Vertrag.

Vorteil: Wenn man Energie zu variablen Marktpreisen verkaufen will und der Preis für eine bestimmte Energiemenge eine festgelegte Schwelle – den Floor – unterschreitet, erstattet das Handelsunternehmen dem Kunden den Differenzbetrag. Kauft man diese Absicherungsleistung, zahlt der Kunde bei Vertragsabschluss eine Versicherungsprämie.

¹⁵ Englisch: underlying - Basisobjekt, z.B. Aktie, Strom

¹⁶ Englisch: strike price - Ausübungspreis, vorab vereinbart

¹⁷ Englisch: cap - Kappe

¹⁸ Englisch: floor - Boden

- **Collar**¹⁹

Ein Collar besteht aus einem Swap der Cap und Floor kombiniert mit einem Band in der Mitte, in dem keine Ausgleichszahlungen erfolgen, d.h. ein Preisbereich mit variablen Marktpreisen. Collars ermöglichen es, die Kosten einer Preisabsicherung zu senken. Ein Collar ergibt sich durch Kombination eines Caps mit einem Floor, wobei jeweils eine Vertragspartei einen Teil der Kombination kauft bzw. den anderen Teil verkauft. So kauft beispielsweise eine Partei den Cap und verkauft gleichzeitig den Floor. Collars werden häufig in Form von Zero-Cost-Collars konstruiert. Hierbei fallen keine Anfangsinvestitionen für die Preisabsicherung an, weil der Wert der verkauften Optionen dem Wert der gekauften entspricht. Im Gegensatz zu physischen Energielieferverträgen werden Collars praktisch immer finanziell erfüllt.

Vorteil: Durch den Kauf eines Collars wird bei Vertragsabschluss ein festgelegter Preiskorridor garantiert. Überschreitet der Marktpreis die obere Preisschwelle (Cap), oder unterschreitet er die untere Preisschwelle (Floor), erfolgt ein finanzieller Ausgleich durch den Händler bzw. durch den Käufer in Höhe der jeweiligen Preisdifferenz.

3.4.3 Zertifikate

Die Idee des Zertifikathandels besteht in der Zerteilung des Stromhandels. Die physische Energie wird weiterhin im konventionellen Strommarkt gehandelt und durchgeleitet. Der ökologische Wert andererseits wird, davon getrennt, mit einem Zertifikat gehandelt. Der ökologische Wert einer Produktion kann nur einmal verkauft werden, das Zertifikat kann aber vom Käufer weiterverkauft werden. Über die Zertifizierung entsteht ein neuer Markt für Strom aus erneuerbaren Energien, der unabhängig vom Transportnetz und frei von Transportkosten ist. Der entstehende Wettbewerb unterstützt und fördert die Stromproduktion aus erneuerbaren Energien. Dies bedeutet auch Marktzutritt für Produzenten und Kunden. RECS (Renewable Energy Certificate System) ist ein Handelssystem für erneuerbare Energien. Es setzt die Idee des Zertifikathandels in die Praxis um. Die Organisation „RECS international“ wurde im Jahr 2001 gegründet und ist derzeit in mehr als 10 Ländern tätig. Mittlerweile gehören ihr mehr als 170 Mitglieder an, neben Stromproduzenten, -lieferanten und -händlern auch zahlreiche Verbände.

Das Zertifikat ist ein Datenbankeintrag und beinhaltet:

- Zertifikatsnummer
- Produktionsanlage und Leistung der Anlage
- Produktionsart
- Ort der Produktion
- Ausstellungsdatum
- Qualitätszeichen.

¹⁹ Englisch: collar - Kragen

Ein RECS-Zertifikat - 1 Wertpapier - steht für den identifizierbaren Nachweis der Erzeugung von 1 MWh Strom aus erneuerbaren Energien und repräsentiert den ökologischen Mehrwert gegenüber nicht erneuerbaren Quellen.

Beispiel des Ablaufes:

- Der Produzent meldet sich an.
- Die Produktionsanlage wird überprüft und RECS-zertifiziert.
- Der Produzent lässt sich ein Zertifikat ausstellen.
- Das Zertifikat wird bei der zentralen Stelle im jeweiligen Staat in der Datenbank gespeichert.
- Das Zertifikat wird am Markt gehandelt und wechselt den Besitzer. Der Transfer erfolgt national oder international zwischen den CMOs (Central Monitoring Office).
- Der Endkunde „verbraucht“ das Zertifikat bzw. die entsprechende Energie.
- Das Zertifikat wird gelöscht.

4 Stromhandel

Strom unterscheidet sich von anderen Rohwaren insbesondere durch seine fehlende Lagerfähigkeit und durch die Erforderlichkeit eines Übertragungsnetzes zu seinem Transport. Die möglichen Teilnehmer am Stromhandel sind deshalb begrenzt. Im Großhandel sind es Erzeuger, Händler und Börsen, im Einzelhandel sind es Verteiler und Verbraucher, also Endkunden im engeren Sinne, die den Strom zur Deckung des Eigenbedarfes benötigen. Die folgenden Ausführungen beschränken sich auf den Großhandel.

4.1 Entstehung

Die historische Wurzel des Stromhandels war die zentrale Lage der Schweiz innerhalb Europas in Verbindung mit der starken Abhängigkeit der Stromproduktion von der Wasserkraft, die je nach Jahreszeit und Witterung schwankt. Die Elektrizitäts-Gesellschaft Laufenburg (EGL) liegt außerdem im Knotenpunkt der Verbundnetze Deutschlands, Frankreichs und Italiens, sodass sich der „Stern von Laufenburg“ technisch und wirtschaftlich zur Drehscheibe des europäischen Stromaustausches entwickelte. Anfangs vollzog sich dieser Stromhandel im exklusiven Kreis der europäischen Verbundunternehmen. Die vereinbarten Preise blieben das Geheimnis der Schweizer Stromhändler und deren Vertragspartner.

Das änderte sich mit dem 10. März 1998. Seitdem veröffentlichen ATEL und EGL täglich einen „Swiss Electricity Price Index“ (SWEP), der die in den letzten 24 Stunden auf dem Schweizer Spotmarkt getätigten Stromgeschäfte zusammenfasst. Das Ergebnis ist ein Großhandelspreis für kurzfristig gehandelte elektrische Energie in SFr/MWh²⁰. Dem SWEP folgten Pläne zur Errichtung einer oder mehrerer europäischer Strombörsen. Eine solche Institution gab es bis dahin nur für das skandinavische Verbundnetz, wo die Liberalisierung weiter vorangeschritten war. Die Strombörse „Nord Pool“²¹ entstand bereits im Jahre 1993 in Oslo.

Bald ging es aber in Mitteleuropa nur noch darum, welches der konkurrierenden Konzepte das beste sei. Im Juni 1999 startete in Holland die „Amsterdam Power Exchange“ (APX) als Handelsplatz für kurzfristige Stromlieferungen bzw. als Spotmarkt. In Deutschland bewarben sich unterdessen Frankfurt, Düsseldorf, Hannover und Leipzig als Standorte einer zukünftigen Börse. So kam es, dass im Jahre 2000 gleich zwei Strombörsen in Deutschland ihre Tätigkeit aufnahmen. Als erste startete im Juni die „Leipzig Power Exchange“ (LPX). Im August folgte die „European Energy Exchange“ (EEX) in Frankfurt. Sowohl LPX und EEX beschränkten sich zunächst auf den Spothandel, wobei neben dem Handel mit einzelnen Stunden auch die Möglichkeit bestand, Stromgeschäfte für mehrere Stunden eines Tages im Block²² zu tätigen.

²⁰ Schweizer Franken pro MegaWattStunde

²¹ Nordic Power Exchange for electrical power

²² Stundenblock z.B. von 0 – 6 Uhr oder 10 – 14 Uhr, usw., aber auch jeder frei wählbare Zeitraum.

Im März 2001 nahm die EEX zusätzlich den Terminhandel auf. Ein wesentlicher Grund für die Fusion der beiden deutschen Börsen zur neuen „EEX European Energy Exchange AG“ mit Sitz in Leipzig war die wachsende Konkurrenz durch die APX und die Pariser Börse „Powernext“.

4.2 Entwicklung

Die Liberalisierung der Energiemärkte ist typischerweise durch Evolutionsstufen des Handels geprägt.

Evolutionsstufen des Stromhandels

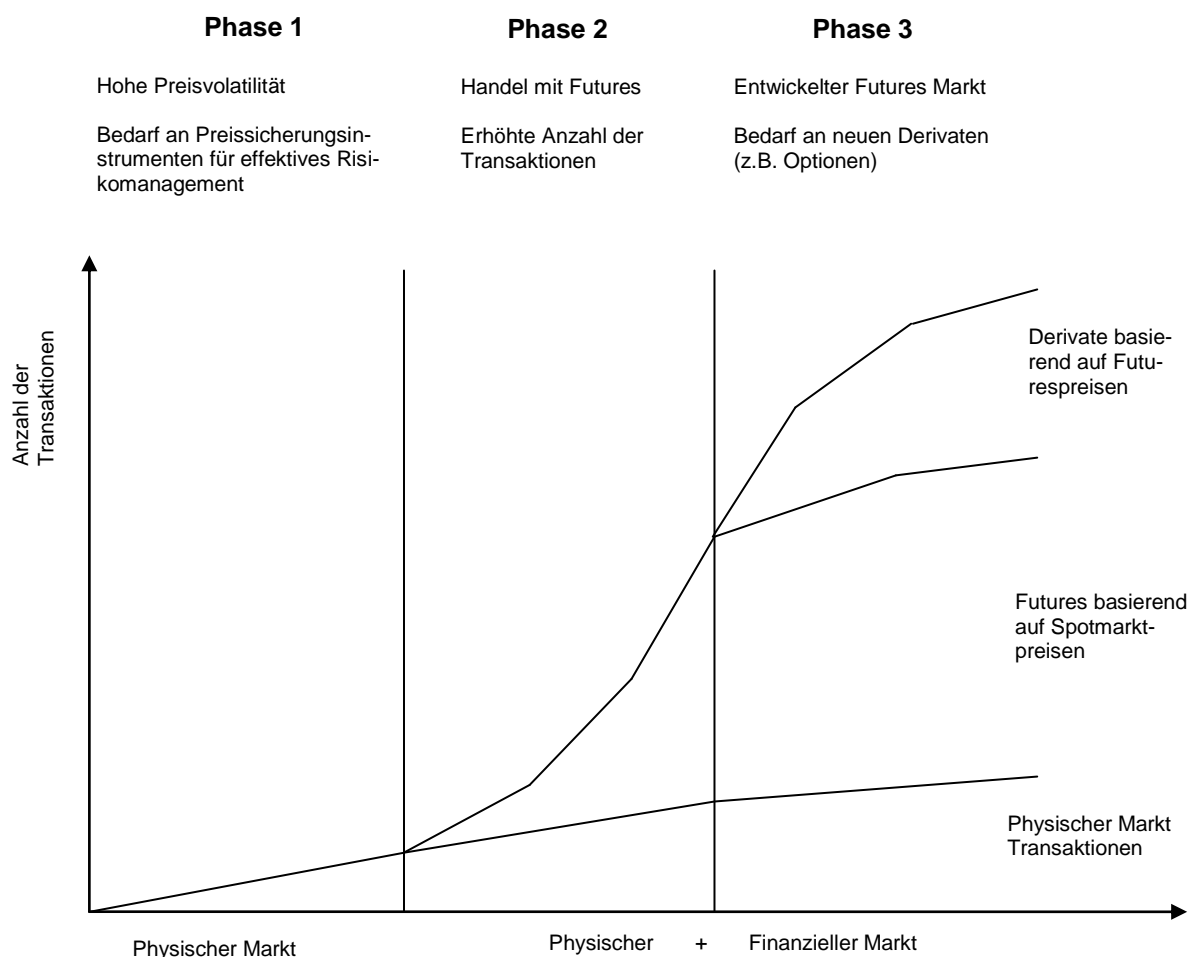


Abbildung 3: Evolutionsstufen des Stromhandels

Quelle: Schulz, Hans: Energiebeschaffung in liberalisierten Märkten, Zürich 2008, Vortragsunterlage, S. 3.

Bis zur Liberalisierung der Strommärkte in Europa war der Handel mit Strom vom freien Markt weitgehend ausgeschlossen. Seit 1990 ist der europäische Strommarkt und damit der europäische Stromhandel sukzessive liberalisiert und die Stromhandelsunternehmen durch das sogenannte „Unbundling“²³ weitgehend privatisiert worden. Die EU Richtlinie über den Elektrizitätsbinnenmarkt sah eine vollständige Öffnung des Strommarktes bis zum Jahre 2007 vor.

Mit der Liberalisierung und der Privatisierung ging auch die freie Preisfindung für Strom an einem kommerziellen Markt einher. Dies führte zu einem Ansteigen der Volatilität der Strompreise, insbesondere im kurzfristigen Handel, und damit auch zu einer Erhöhung der Risiken. Durch die Möglichkeit, Risiken zu bewerten und handelbar zu machen, wird der Einsatz derivativer Instrumente²⁴ unverzichtbar. Hinzu kam auch noch das Gegenparteienrisiko, da eine Vielzahl neuer privatrechtlicher Gesellschaften und nicht nur mehr ein kleiner Kreis von Staatsunternehmungen als Marktteilnehmer auftraten.

4.3 Terminologie

Der Handel mit Strom kann nach folgenden Kategorien unterschieden werden, nämlich nach Fristen, Handelsplätzen und Art der Erfüllung.

- **Langfristige Lieferungen**
Die langfristigen Lieferungen, welche nach wie vor den Hauptteil des Handelsvolumens ausmachen, werden in bilateralen Verträgen zwischen Verkäufer (Produzent oder Händler) und Käufer (Händler, Verteiler oder Endabnehmer) abgeschlossen. Auf den langfristigen Handel mit physischer Lieferung zwischen den Vertragsparteien wird nachfolgend nicht weiter eingegangen.
- **Kurzfristige Lieferungen**
Werden nach wie vor bilateral für den nächsten Tag oder die nächsten Tage zwischen den Vertragsparteien abgeschlossen. In Ausnahmefällen von Störungen in Erzeugungsanlagen und Engpässen im Übertragungsnetz werden im laufenden Tag Lieferungen und Bezüge für die nächsten Stunden vereinbart (intraday-Handel).
- **OTC (Over the Counter)**
Der außerbörsliche bilaterale Handel mit Strom ist vom Volumen her gesehen gewichtiger, auch wenn das Volumen des Börsenhandels kontinuierlich zunimmt.

²³ Entflechtung der Geschäftsfelder Erzeugung (Produktion), Vertrieb (Handel) und Übertragung (Transport)

²⁴ Siehe 3.4 Produkte Forward- bzw. Futureskontrakte, Optionen, Swaps

- **Börse**
Beim Börsenhandel wird zwischen dem kurzfristigen Handel mit physischem Strom (Spotmarkt) und dem Handel mit Futures und Optionen (Terminmarkt) unterschieden.
- **Physische Erfüllung**
Bei physischer Erfüllung bzw. Erfüllbarkeit (physical settlement) ist ein Netzzugang erforderlich. Ein solcher ist von den Übertragungsnetzbetreibern auf Antrag diskriminierungsfrei²⁵ zuzulassen.
- **Finanzielle Erfüllung**
Bei bloß finanziellem Ausgleich (financial settlement) ist kein Netzzugang erforderlich, doch unterliegt der Handel mit finanziell erfüllbaren Derivaten zunehmend aufsichtsrechtlichen²⁶ Einschränkungen.

Unter dem Begriff *Derivatehandel*²⁷ werden folgende Handelstätigkeiten zusammengefasst:

- Börsenhandel mit standardisierten Optionen.
- OTC-Handel mit individuell ausgestatteten Optionen.
- Börsenhandel mit standardisierten Forwards, auch Futures genannt.
- OTC-Handel mit Forwards.

4.4 Börsen

4.4.1 Übersicht

Die Preisbildung für Strom findet im kurzfristigen Bereich heute maßgeblich über die in den letzten Jahren in Europa entstandenen Strombörsen statt. An diesen Börsen werden der physische Handel im kurzfristigen Bereich (Spothandel bzw. day-ahead-Handel) und der Handel mit Terminkontrakten (Futures und Optionen) sowie an einzelnen Börsen auch mit CO₂ – Emissionszertifikaten durchgeführt.

Der Großhandelsmarkt in Europa ist in verschiedene Regionen unterteilt. Dies führt zu einer Vielzahl von Strombörsen, was aus der nachfolgenden Darstellung hervorgeht.

²⁵ Siehe Elektrizitätsbinnenmarktrichtlinie

²⁶ Börsenaufsicht oder Finanzmarktaufsicht

²⁷ Siehe 4.6 Derivate im Stromhandel

Strombörsen in Europa

Strombörse	Region	Angebot		
		Spotmarkt	Terminmarkt	Emissionszertifikate
APX / Endex	Niederlande	X	X	
EEX	Deutschland	X	X	X
EXXA	Österreich	X		X
ICE	Grossbritannien	X	X	X
IPEX	Italien	X		
Nordpool	Skandinavien	X	X	
OMEL / OMIP	Spanien / Portugal	X	X	
POLPX	Osteuropa	X		X
Powernext	Frankreich	X	X	X

Abbildung 4: Strombörsen in Europa (Stand 2006)

Quelle: Hünerwadel, Andreas: Stromhandel, Arten und Formen des Stromhandels, S. 4.

Bei dieser Vielzahl von verschiedenen Strombörsen ist es nicht erstaunlich, dass diese nicht einheitlich aufgebaut sind und neben verschiedenen Produkten auch verschiedene Dienstleistungen anbieten. Während sämtliche Börsen eine Auktionsplattform für das sogenannte Matching²⁸ betreiben, bieten ausgewählte Strombörsen auch die zusätzliche Funktion als zentrale Gegenpartei (Central Counterparty, CCP) an. Ursprünglich waren die Strombörsen in Europa so konzipiert, dass sie lediglich das Matching durchführten und die Handelsteilnehmer danach in bilaterale Verträge eintraten.

Im Zuge der Strommarkliberalisierung hatte sich jedoch eine Vielzahl von zum Teil ungenügend kapitalisierten Handelsteilnehmern betätigt. Der Zusammenbruch von ENRON²⁹ und andere Fälle führten zu erheblichen Ausfällen. Die Stromhandelsbranche wurde mit dem Gegenparteirisiko im liberalisierten Strommarkt konfrontiert. In der Folge führten die Stromhändler klare Handelslimits ein, wodurch der Stromhandel, sowohl der OTC- wie der Börsenhandel, an Volumen einbüßte. Vor diesem Hintergrund gewann der Wert einer zentralen Gegenpartei, wodurch die Börse für die Handelsteilnehmer das Gegenparteirisiko übernimmt, zunehmend an Bedeutung. Heute sind einzelne Strombörsen als zentrale Gegenparteien eingerichtet, während andere Strombörsen sich immer noch auf das Matching beschränken.

Aufgrund der geografischen Nähe und historisch gewachsener nachbarstaatlicher Beziehungen ist für den österreichischen Stromhandel die EEX von besonderer Bedeutung.

²⁸ Auktionsverfahren zur Preisfindung (Meistausführungsprinzip)

²⁹ US amerikanisches Stromhandelsunternehmen

4.4.2 EEX European Energy Exchange

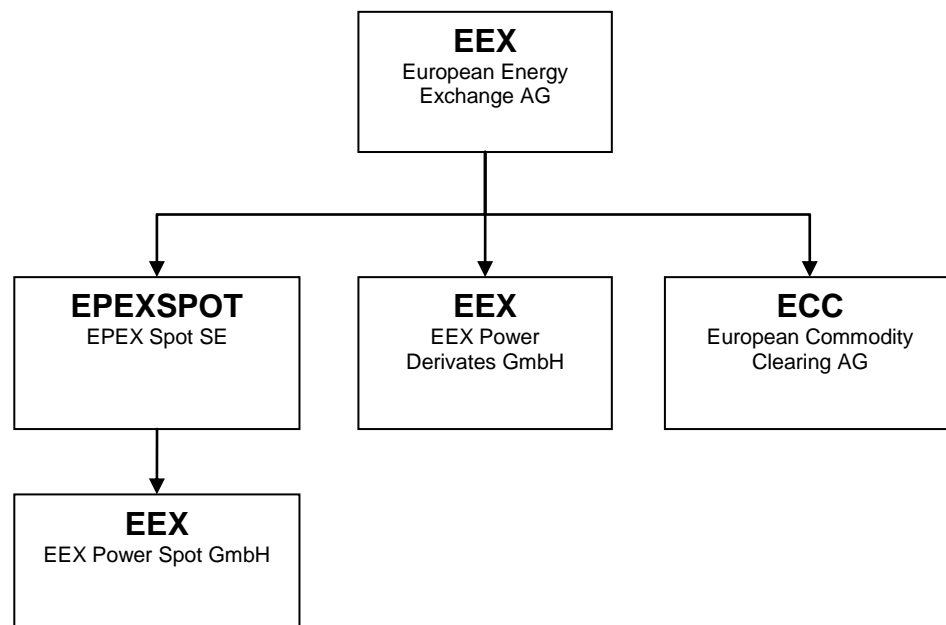


Abbildung 5: Organigramm der EEX

Quelle: www.eex.com

EPEXSPOT European Power Exchange

- Produkte: Spotmarkt für Strom
- Auktion: Deutschland / Österreich (D / F, D / CH)
- Kontinuierlicher Handel: Frankreich
- Intraday: Deutschland, Frankreich

EEX Power Derivates

- Produkte: Terminmarkt für Strom (Futures und Options)

ECC European Commodity Clearing

- Clearing und Abwicklungsleistungen für börsliche und außerbörsliche Geschäfte in Energie
- Tritt als zentraler Kontrahent zwischen Käufer und Verkäufer auf und garantiert über ein mehrstufiges Sicherheitssystem, dem sogenannten Margining-System, die Erfüllung aller Geschäfte.

Im globalen Energiehandelsmarkt der Zukunft wird die EEX als eine der teilnehmer- und umsatzstärksten Energiebörsen in Mitteleuropa eine exponierte, aber wichtige Rolle spielen. Ein nachhaltiges Wachstum wird in drei Dimensionen verfolgt, nämlich Regionen, Produkte und Marktsegmente. Die Handelsteilnehmer der EEX setzen sich aus Kraftwerksbetreibern, Energieversorgern, Verteilern, Händlern, Großverbrauchern, Banken und Brokern zusammen. Sie nutzen den Marktplatz, um Strom zu marktgerechten Preisen zu kaufen und zu verkaufen, ihren Bedarf zu decken und Risiken zu steuern.

Die Grundlagen für erfolgreiches Funktionieren der Börse sind:

- **Liquidität**
Heißt hohes Handelsvolumen, viele Marktteilnehmer, faire und verlässliche Preisbildung. Sichtbares Zeichen für Liquidität ist die geringe Differenz zwischen Kauf- und Verkaufsangeboten.
- **Sicherheit**
Durch ein dicht gespanntes Kontroll- und Sicherheitsnetz, durch internationale Aufsichtsbehörden, die EEX untersteht als öffentlich-rechtliche Börse wie die Aktienbörsen dem deutschen Börsengesetz.
- **Transparenz**
Ist die zwingende Voraussetzung für das Vertrauen der Teilnehmer in den Markt und dessen Preisbildungsmechanismus.
- **Gleichbehandlung**
Offenheit, Chancengleichheit und gleiche Handelsbedingungen für alle Teilnehmer gewährleisten einen fairen Handel.
- **Einfachheit**
Anforderungen und Prozesse sind so einfach wie möglich zu gestalten, um einem größtmöglichen Kreis von Handelsteilnehmern den Zugang zu den Märkten der EEX zu ermöglichen.
- **Kosteneffizienz**
Abschaffung der Zulassungsgebühren und unkomplizierte Geschäftsabläufe mit geringen finanziellen Forderungen.

4.4.3 Börsenhandel an der EEX

Die folgende Abbildung zeigt schematisch die Beziehung der Beteiligten am Börsenhandel der EEX.

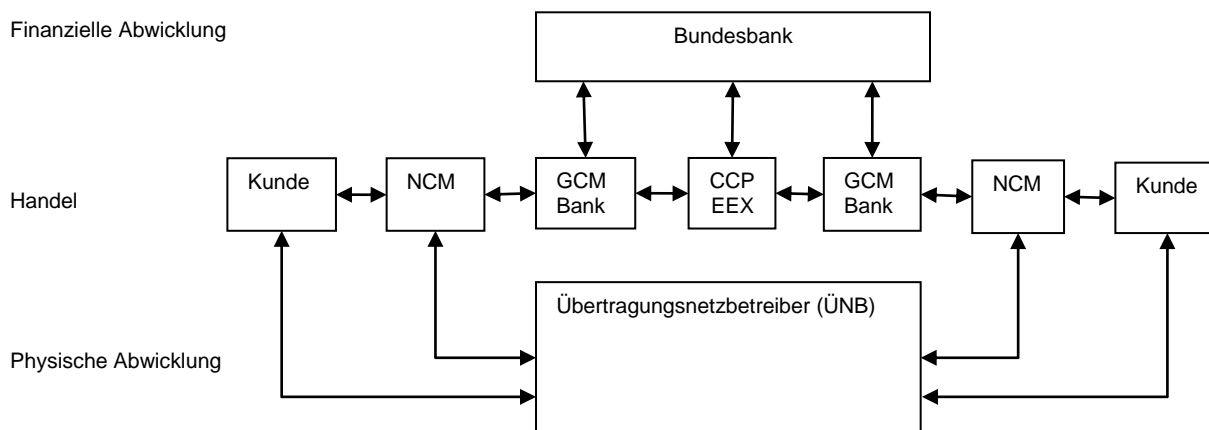


Abbildung 6: Börsenhandel an der EEX

Quelle: Hünemadel, Andreas: Stromhandel, Arten und Formen des Stromhandels, S. 6.

- NCM:** Non Clearing Member, ist ein Börsenteilnehmer ohne entsprechende Abwicklungsmöglichkeiten.
- GCM:** General Clearing Member, ist eine Bank, die ihre Dienste Börsenteilnehmern (NCM) anbietet.
- DCM:** Direct Clearing Member, ist eine Bank, die selbst an der Börse handelt.
- CCP:** Central Counterparty, ist die Börse für jeden Teilnehmer, für alle Kontrakte sowohl mit physischer als auch mit finanzieller Erfüllung.

Ein Kunde, der nicht Börsenteilnehmer ist und Geschäfte an der Börse tätigen will, muss eine entsprechende Handelsvereinbarung mit einem Börsenteilnehmer abschließen, diesem Sicherheiten und Zahlungen zur Weiterverpfändung bzw. Weiterleitung an eine Bank (GCM) und an die Börse leisten. Verfügt ein Börsenteilnehmer nicht über entsprechende Abwicklungsmöglichkeiten spricht man von einem NCM, der mit einer Bank (GCM) eine Vereinbarung abschließt, dieser Sicherheiten zur Weiterverpfändung an die Börse leistet. Die EEX AG als Börse schließt ihre Kontrakte ausschließlich mit Banken ab, welche bei der Bundesbank über entsprechende Abwicklungsmöglichkeiten verfügen. Diese Banken bieten ihre Dienste den Börsenteilnehmern als GCM an oder handeln direkt als sogenannte DCM (Direct Clearing Member). Die

Banken als GCM haben der Börse die erforderlichen Sicherheiten und Ausgleichszahlungen (Collaterals und Margins) zu stellen bzw. zu leisten.

Bei finanzieller Abwicklung (financial settlement) der Kontrakte findet die Abrechnung über Konten der GCM und der EEX bei der Bundesbank statt. Beim Spothandel betrifft dies den Kaufpreis, beim Handel mit Terminkontrakten zusätzlich noch die finanzielle Erfüllung, wo eine solche vorgesehen ist.

Bei physischer Abwicklung muss ein Netzzugang bei einem ÜNB gegeben sein, also die Möglichkeit bestehen, Strom ins Übertragungsnetz einzuspeisen oder zu entnehmen. Die physische Erfüllung ist dem ÜNB durch die Übermittlung eines Fahrplanes³⁰ zu melden.

4.5 Charakteristiken der Kontrakte

Die grundlegenden Begriffe über Preise im Börsenhandel sind:

- **Quote** Kauf- oder Verkaufskurs für einen Basiswert, z.B. Strom, Gas, Kohle, Zertifikat, Aktie, usw.
- **Bid** Kaufkurs (Geld)
- **Ask** Verkaufskurs (Brief)
- **Spread** Differenz zwischen Bid und Ask

Ein weiterer wichtiger Begriff ist:

- **Market Maker** Stellt als ein besonderer Marktteilnehmer während der Handelszeit immer verbindlich Quotes.

Market Maker treten vorwiegend auf Finanzmärkten auf. Es sind meist Banken, die Liquidität auf dem Markt garantieren.

4.5.1 Day-ahead-Auktion

Lieferung in den deutschen / österreichischen Regelzonen.

Kontraktgröße: Mindestvolumen 0,1 MW, sowohl für Einzelstunden als auch für Blöcke.

Minimale Kursänderung: 0,1 €/MWh

Basiswert: Zur Lieferung für den nächsten Tag gehandelter Strom.

³⁰ Vertragliche und physische Lieferungen sind nicht ident (siehe 2.1 Randbedingungen für Stabilität).

Lieferort: RWE Transportnetz Strom
EON Netz
EnBW Transportnetze
Vattenfall Europe Transmission
Austrian Power Grid.

Diese Lieferorte bilden eine Marktzone. Das heißt, bei Engpässen zwischen den Regelzonen können die Preise durch separate Auktionen für jedes Marktgebiet bestimmt werden.

Auktionszeiten: Die tägliche Auktion findet an sieben Tagen pro Woche um 12 Uhr statt.
Veröffentlichung: Die Auktionsergebnisse werden zwischen 12:15 und 12:20 Uhr veröffentlicht. Die Mitglieder haben danach 30 Minuten Zeit gegen Fehler Einspruch zu erheben, die in der Verantwortung der EPEX Spot SE liegen.

Auftragsarten: Einzelstunden und Blöcke

Standardisierte Blockkontrakte sind:

- Base: 0 – 24 Uhr (Stunde 1 bis 24)
- Peak: 8 – 20 Uhr (Stunde 9 bis 20)
- Off peak I: 0 – 8 Uhr (Stunde 1 bis 8)
- Off peak II: 20 – 24 Uhr (Stunde 20 bis 24)
- Night: 0 – 6 Uhr (Stunde 1 bis 6)
- Morning: 6 – 10 Uhr (Stunde 7 bis 10)
- High Noon: 10 – 14 Uhr (Stunde 11 – 14)
- Afternoon: 14 – 18 Uhr (Stunde 15 – 18)
- Evening: 18 – 24 Uhr (Stunde 19 – 24)
- Business: 8 – 16 Uhr (Stunde 9 – 16)
- Rush hour: 16 – 20 Uhr (Stunde 17 – 20)

Benutzerdefinierte Blockkontrakte verbinden mehrere, beliebig frei wählbare Stunden eines Tages, z.B. 17 – 23 Uhr.

Blockaufträge werden verwendet, um mehrere Stunden auf der Grundlage der Ausführungsbestimmung „alles-oder-nichts“ (engl. „kill-or-fill“) miteinander zu verbinden. Dies bedeutet, dass das Gebot entweder für alle Stunden zusammengeführt oder insgesamt zurückgewiesen wird. Das maximale Volumen eines Blockgebotes beträgt 300 MWh. Pro Handelskonto können von den Handelsteilnehmern bis zu 45 Blockgebote eingegeben werden. Blockgebote haben eine geringere Dringlichkeitsstufe als Stundengebote. Aufträge für einzelne Stunden werden innerhalb der minimalen Kursänderung von 0,1 €/MWh anteilig erfüllt. Die Preise müssen zwischen -3000 €/MWh und 3000 €/MWh liegen. Für die Preislimits muss ein Volumen – unabhängig davon, ob der Preis positiv, negativ oder gleich null - eingegeben werden. Ein preisunab-

hängiges Angebot wird durch Einsetzen der gleichen Mengen für die Preisgrenzen übermittelt.

4.5.2 Intraday-Markt

Lieferung in einer deutschen Regelzone.

Kontraktgröße: Mindestvolumen 0,1 MW

Minimale Kursänderung: 0,1 €/MWh, Aufträge können mit negativen Preisen eingegeben werden, die Preisspanne beträgt -9999 €/MWh bis 9999 €/MWh

Basiswert: Zur Lieferung am gleichen oder am nächsten Tag in Einzelstunden oder Blockgeboten gehandelter Strom. Jede Stunde, jeder Stundenblock kann bis 75 Minuten vor Lieferbeginn gehandelt werden. Ab 15 Uhr können alle Stunden des nächsten Tages gehandelt werden.

Lieferort: RWE Transportnetz Strom
EON Netz
EnBW Transportnetze
Vattenfall Europe Transmission

Standardisierte Blockgebote:

- Base: 0 – 24 Uhr (Stunde 1 bis 24) täglich
- Peak: 8 – 20 Uhr (Stunde 9 bis 20) an jedem Wochentag (Montag bis Freitag)

Benutzerdefinierte Blöcke, die mehrere aufeinanderfolgende Stunden verbinden, können eingereicht werden.

Bei eingereichten Aufträgen müssen ein Preis und eine Menge angegeben werden. Bei Limit-Orders werden eine Menge und ein Limitpreis angegeben. Der Limitpreis ist:

- Der Höchstpreis, *über* dem eine Bid-Limit-Order *nicht* ausgeführt wird,
Kauf bis zu einem Preis von ... €/MWh
oder
- Der Mindestpreis, *unter* dem eine Ask-Limit-Order *nicht* ausgeführt wird, *Verkauf nicht unter einem Preis von ... €/MWh*

Der Handel erfolgt kontinuierlich an sieben Tagen pro Woche und 24 Stunden am Tag. Intraday-OTC-Geschäfte können ebenfalls zum Clearing durch das Handelssystem registriert werden.

4.6 Derivate im Stromhandel

Unter Derivaten versteht man Anlagen, deren Wert von der Entwicklung einer oder mehrerer Variablen, sogenannter Underlyings³¹, abhängig ist. Ein Markt kommt vor allem dann zustande, wenn einerseits die zukünftige Entwicklung dieser Underlyings unsicher ist und sie andererseits für die Risikopositionen von Unternehmen und Investoren eine entscheidende Rolle spielen. Die ersten Underlyings im Bereich gehandelter Derivate waren aufgrund der großen Ölkrise in den siebziger Jahren des vorigen Jahrhunderts, der starken Zinsschwankungen und flexibler Wechselkurse

- Rohstoffe,
- Anleihen,
- Aktien,
- Wechselkurse
und
- Strom.

Die Underlyings waren selbst gehandelte Werte. In den letzten Jahren ist jedoch eine Entwicklung zu beobachten, dass die Underlyings selbst keine gehandelten Werte mehr darstellen, z.B. das Wetter. Aber nicht nur was Laufzeiten und Auszahlungsbedingungen der Underlyings betrifft, wird die Produktpalette immer umfangreicher. Zahlreiche Innovationen auf den Finanzmärkten ermöglichen es Risiken in Einzelteile zu zerlegen und handelbar zu machen. Theoretisch ist möglich jedes nur erdenkliche Risiko auf andere zu übertragen, solange man dazu bereit ist, den entsprechenden Preis dafür zu bezahlen.

4.6.1 Optionen

In der Wirtschaft bezeichnet eine Option ein abgeleitetes Finanzinstrument, das zu den sogenannten Derivaten gehört. Mit dem Kauf einer Option erwirbt der Käufer Recht, aber nicht die Pflicht, ein Produkt zu einem späteren Zeitpunkt, wenn gewisse Bedingungen erfüllt sind, zu einem vorher vereinbarten Preis vom Verkäufer zu kaufen oder an ihn zu verkaufen.

Folgende Begriffe sind im Handel mit Optionen gebräuchlich:

- | | |
|-------------|---|
| • Long | gekaufte Position |
| • Käufer | Inhaber der Option, Long-Position |
| • Short | verkaufte Position |
| • Verkäufer | Stillhalter, Short-Position |
| • Flat | ausgeglichene Position = Nullposition |
| • Call | Der Käufer erwirbt das Recht, das der Option zugrundeliegende Underlying zu einem vorher bestimmten Preis (Basispreis, engl. Strike) während eines bestimmten Zeitraumes zu erwerben. |

³¹ Englisch: underlying – Basisobjekt, z.B. Aktie, Strom, etc.

- Put Der Käufer erwirbt das Recht, das der Option zugrundeliegende Underlying zu einem vorher bestimmten Preis (Basispreis, engl. Strike) während eines bestimmten Zeitraumes zu verkaufen.
- European style Ausübung des Optionsrechtes nur am Ende der Laufzeit möglich (Verfallstag)
- American style Ausübung des Optionsrechtes während der gesamten Laufzeit³² möglich (Erklärungsfrist)
- At-the-money Marktpreis = Basispreis
- In-the-money Call Marktpreis > Basispreis
- In-the-money Put Marktpreis < Basispreis
- Out-of-the-money Call Marktpreis < Basispreis
- Out-of-the-money Put Marktpreis > Basispreis
- Margin Sicherstellung, die der Schreiber von Optionen hinterlegen muss.
- Prämie Preis der Option am Markt

Der Optionspreis setzt sich zusammen aus:

- Innerer Wert Differenz aus Marktpreis und Basispreis
Call: Marktpreis minus Basispreis
Put: Basispreis minus Marktpreis
Kann nie kleiner als Null sein (immer ≥ 0).
- Zeitwert Wird bestimmt durch die Restlaufzeit der Option, die Zinsen und vor allem durch die Volatilität des Underlyings.

Der Zeitwert einer Option spiegelt im Wesentlichen die Erwartungen der Marktteilnehmer wider, dass sich der Wert in Zukunft aufgrund von Veränderungen der Einflussfaktoren verändern kann.

Die Ermittlung des Optionswertes, der sich aus dem inneren Wert und dem Zeitwert zusammensetzt, findet in Abhängigkeit von den Faktoren Laufzeit, risikolosem Zinssatz, Volatilität und Basispreis durch komplexe Optionspreisbewertungsmodelle (z.B. das Modell von Black und Scholes) statt. Die Einflussfaktoren und deren Verarbeitung innerhalb dieser Modelle hängen sehr stark von den Besonderheiten des Basistitels ab und können hier nicht weiter vertieft werden. Sehr vereinfacht kann man sagen, dass eine Option umso mehr an Wert verliert, je geringer die Restlaufzeit ist.

Für die Analyse von Gewinn-Verlustsituationen ist es von Bedeutung, ob sich der Basistitel bereits bei Abschluss der Option im Bestand befindet oder ob dieser erst bei einer möglichen Erfüllung der Option am Markt zugekauft werden muss. Befindet sich der Basistitel im Bestand so spricht man von einer „gedeckten“ Option, andernfalls von einer „ungedeckten“ Option. Da Strom nicht lagerfähig ist, er exakt zeitgleich zum Verbrauch erst produziert werden muss, sind Optionen mit Strom als Underlying immer ungedeckt.

³² Dieser Unterschied macht die amerikanischen Optionen teurer als die europäischen Optionen.

Die vier grundlegenden Positionen sind

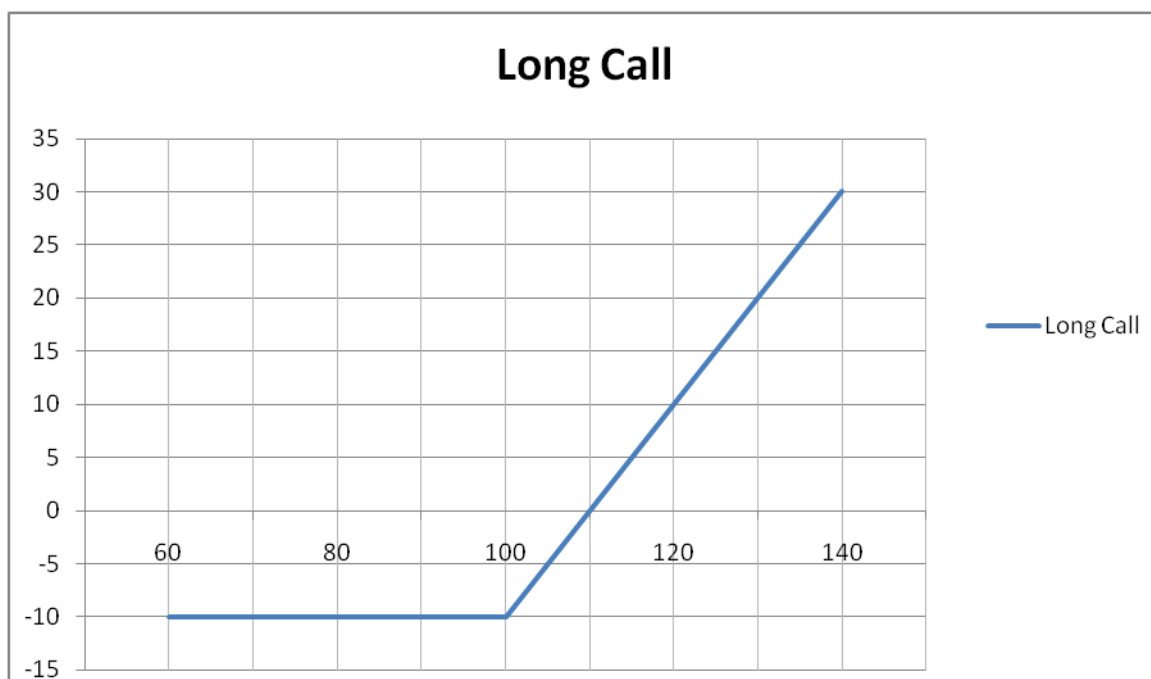


Abbildung 7: Long Call

Quelle: DIE ERSTE Bank, Redaktion Anton Imre, Optionen, S. 5.

Ausübungspreis (Strike) = 100

Prämie = 10

Markterwartung steigend

Gewinnchance ist unbegrenzt

Break Even = 110

Das Verlustrisiko ist mit der Höhe der bezahlten Prämie begrenzt (= 10)

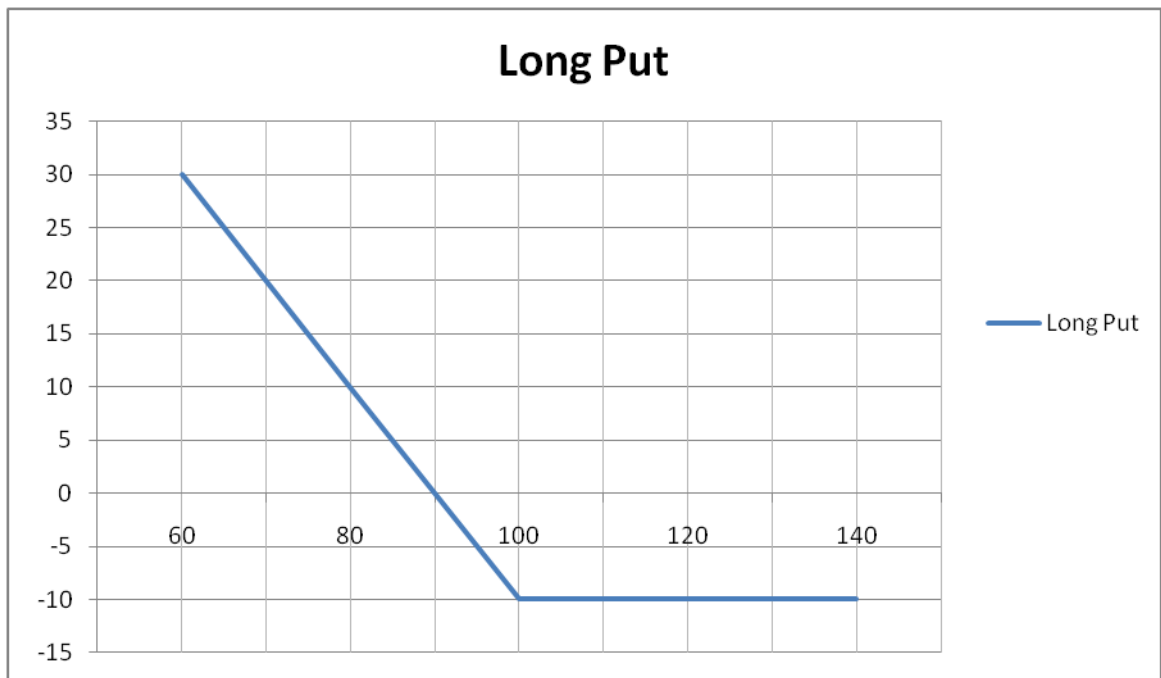


Abbildung 8: Long Put

Quelle: DIE ERSTE Bank, Redaktion Anton Imre, Optionen, S. 7.

Ausübungspreis (Strike) = 100

Prämie = 10

Markterwartung fallend

Gewinnchance ist unbegrenzt

Break Even = 90

Verlustrisiko ist mit der Höhe der bezahlten Prämie begrenzt (= 10)

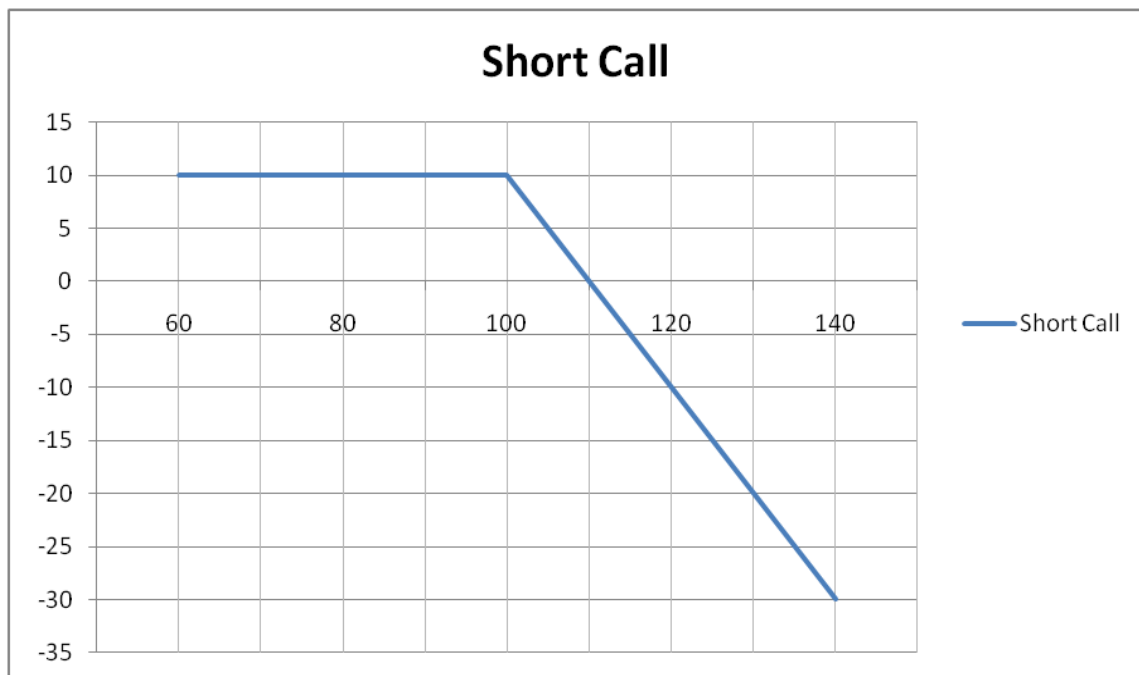


Abbildung 9: Short Call

Quelle: DIE ERSTE Bank, Redaktion Anton Imre, Optionen, S. 6.

Ausübungspreis (Strike) = 100

Prämie = 10

Markterwartung stagnierend bis leicht fallend

Gewinnchance ist mit der Höhe der vereinnahmten Prämie begrenzt (= 10)

Break Even = 110

Verlustrisiko ist unbegrenzt

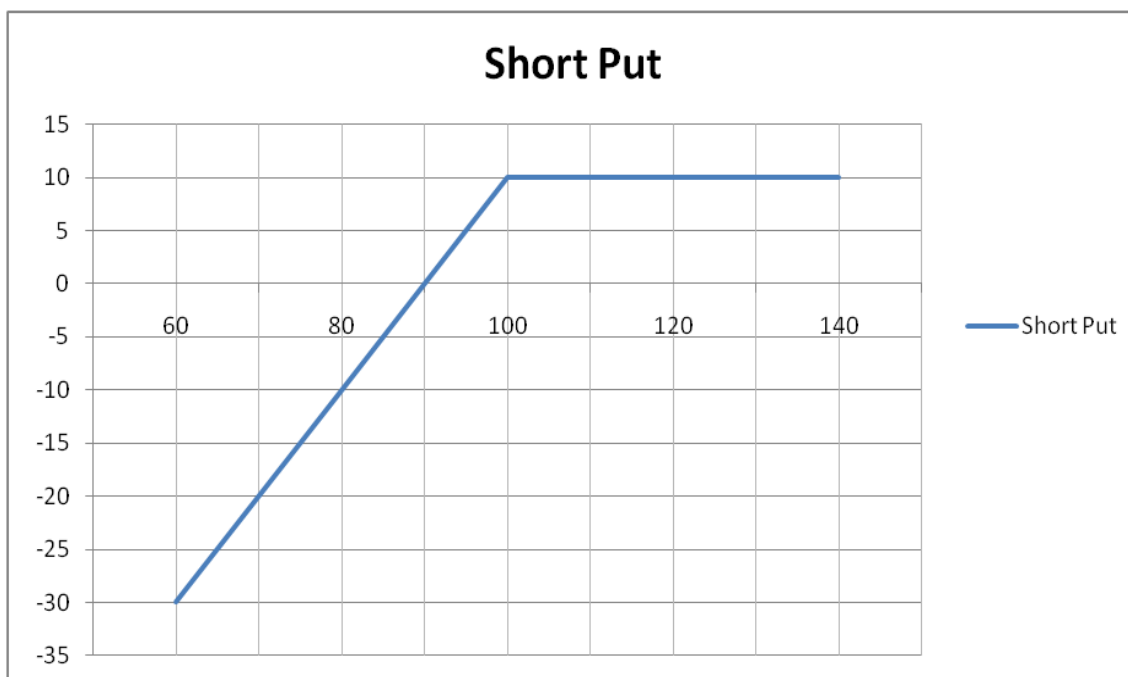


Abbildung 10: Short Put

Quelle: DIE ERSTE Bank, Redaktion Anton Imre, Optionen, S. 8.

Ausübungspreis (Strike) = 100

Prämie = 10

Markterwartung stagnierend bis leicht fallend

Gewinnchance ist mit der Höhe der vereinnahmten Prämie begrenzt (= 10)

Break Even = 90

Verlustrisiko ist unbegrenzt

Aus den vier grundlegenden Optionen Long-Call, Long-Put, Short-Call und Short-Put lassen sich eine Vielzahl von Finanzinstrumenten zusammenstellen, deren Einsatz von der Einschätzung der Volatilität und des zukünftigen Preises des Underlyings abhängt.

			Einschätzung Finanzinstrument	
			steigend	
Einschätzung Volatilität	steigend		Long Call	Call Back Spread
		Gewinn	unbegrenzt	unbegrenzt
		Verlust	begrenzt	begrenzt
		Zeiteffekt	negativ	gemischt
	fallend		Short Put	Put Ratio Spread
		Gewinn	begrenzt	begrenzt
		Verlust	unbegrenzt	unbegrenzt
		Zeiteffekt	positiv	gemischt
	neutral		Long Underlying	Bull Spread
		Gewinn	unbegrenzt	begrenzt
		Verlust	unbegrenzt	begrenzt
		Zeiteffekt	neutral	gemischt

Abbildung 11: Option Strategie steigend

Quelle: DIE ERSTE Bank, Redaktion Anton Imre, Optionen, S. 19.

			Einschätzung Finanzinstrument	
			fallend	
Einschätzung der Volatilität	steigend		Long Put	Put Back Spread
		Gewinn	unbegrenzt	unbegrenzt
		Verlust	begrenzt	begrenzt
		Zeiteffekt	negativ	gemischt
	fallend		Short Call	Call Ratio Spread
		Gewinn	begrenzt	begrenzt
		Verlust	unbegrenzt	unbegrenzt
		Zeiteffekt	positiv	gemischt
	neutral		Short Underlying	Bear Spread
		Gewinn	unbegrenzt	begrenzt
		Verlust	unbegrenzt	begrenzt
		Zeiteffekt	neutral	gemischt

Abbildung 12: Option Strategie fallend

Quelle: DIE ERSTE Bank, Redaktion Anton Imre, Optionen, S. 20.

			Einschätzung Finanzinstrument	
			neutral	
Einschätzung der Volatilität	steigend		Long Straddle	Long Strangle
		Gewinn	unbegrenzt	unbegrenzt
		Verlust	begrenzt	begrenzt
		Zeiteffekt	negativ	negativ
	fallend		Short Straddle	Short Butterfly
		Gewinn	begrenzt	begrenzt
		Verlust	unbegrenzt	unbegrenzt
		Zeiteffekt	positiv	gemischt
	neutral		Conversion	Box
		Gewinn	fixiert	fixiert
		Verlust	fixiert	fixiert
		Zeiteffekt	neutral	neutral

Abbildung 13: Option Strategie neutral

Quelle: DIE ERSTE Bank, Redaktion Anton Imre, Optionen, S. 21.

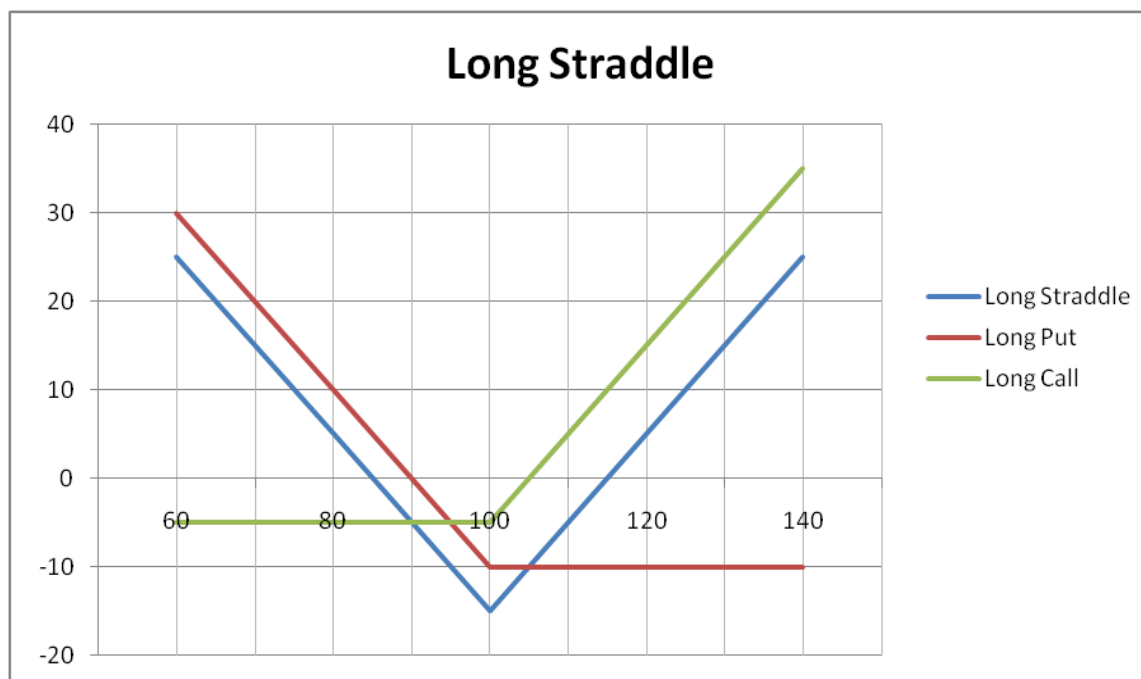


Abbildung 14: Long Straddle

Quelle: DIE ERSTE Bank, Redaktion Anton Imre, Optionen, S. 15.

Ausübungspreis (Strike) = 100

Prämie = 15 (5 + 10)

Markterwartung stark schwankend

Gewinnchance ist unbegrenzt

Break Even = 85 bzw. 115

Verlustrisiko ist mit den bezahlten Prämien begrenzt

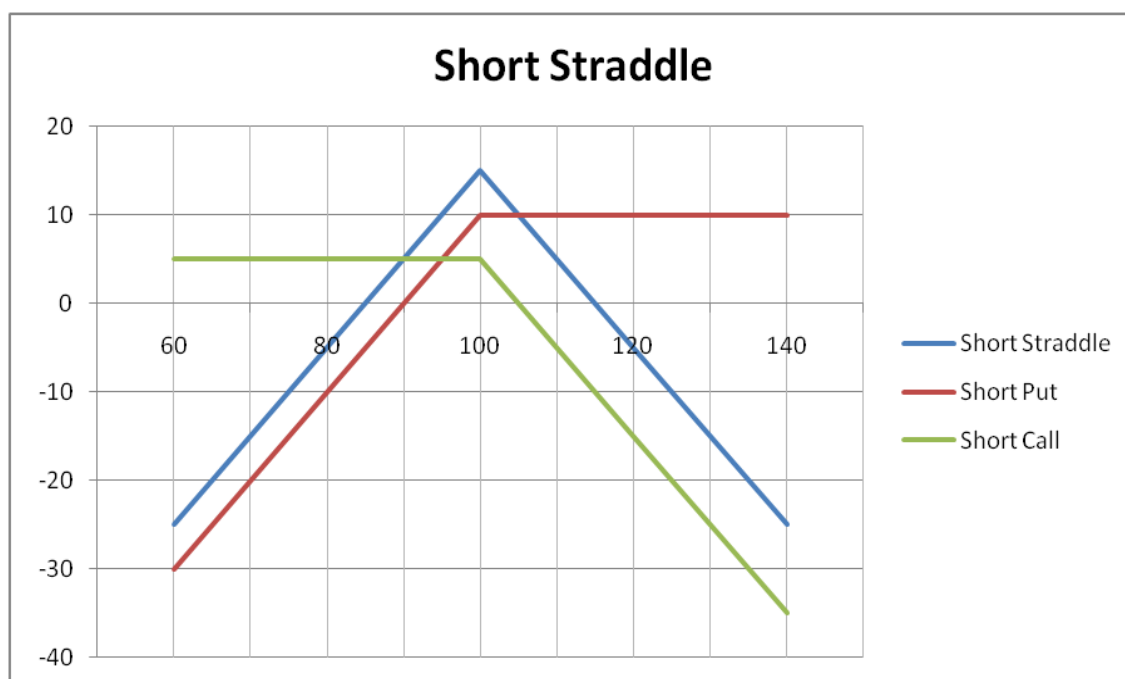


Abbildung 15: Short Straddle

Quelle: DIE ERSTE Bank, Redaktion Anton Imre, Optionen, S. 16.

Ausübungspreis (Strike) = 100

Prämie = 15 (= 5 + 10)

Markterwartung stagnierend

Gewinnchance ist begrenzt mit den vereinnahmten Prämien

Break Even = 85 bzw. 115

Verlustrisiko ist unbegrenzt

Optionen können für vielfältige Zwecke eingesetzt werden, auch für Spekulation und Arbitrage. Der Erfolg hängt wesentlich von der richtigen Einschätzung der nicht unbeträchtlichen Chancen und Risiken ab.

- Der Handel mit Optionen ermöglicht Gewinne in jeder Marktsituation, egal ob steigend, gleichbleibend oder fallend.
- Der Kauf von Optionen erfordert weniger Kapitaleinsatz als der Kauf von Underlyings und bietet somit eine interessante Hebelwirkung bei gleichzeitiger Beschränkung des Risikos.
- Mit Hilfe von Optionen lassen sich erzielte Gewinne und Portfolios³³ gegen Verluste absichern sowie zusätzliche Erträge bei verminderten Risiken erzielen.

4.6.2 Futures

Während Optionen den bedingten Finanztiteln zuzuordnen sind, gehören Futures zu den unbedingten Finanztiteln. Die Bedingung bei Optionen besteht darin, dass der Käufer der Option diese ausübt. Nur unter dieser Bedingung findet die Erfüllung in der Zukunft auch statt. Bei Futures entfällt diese Bedingung, d.h., es findet eine gegenseitige „bedingungslose“ Verpflichtung zwischen Käufer und Verkäufer statt. Die Erfüllung in der Zukunft findet immer statt.

Bei einem Future verpflichtet sich der Käufer (Long Position), eine vereinbarte Menge des Basistitels (Underlying) vom Verkäufer (Short Position) zum Terminkurs zu kaufen. Der Verkäufer verpflichtet sich gleichzeitig, umgekehrt die vereinbarte Menge des Basistitels zum Terminkurs zu liefern. Die Lieferung wird dabei häufig ausgeschlossen, stattdessen wird eine Ausgleichszahlung (= Cash Settlement) vorgesehen. Durch die gegenseitige Verpflichtung von Käufer und Verkäufer entfällt die Zahlung einer Prämie, da ja keine der Vertragsparteien einen Vorteil im Sinne eines Rechtes (einer Option) hat.

Für Käufer und Verkäufer sind die theoretischen Gewinn- oder Verlustmöglichkeiten unbegrenzt. Der Grund dafür liegt in der fehlenden Möglichkeit, bei bestimmten Preisentwicklungen des Basistitels von dem Geschäft zurücktreten zu können. Aus diesem Grund sind nur bestimmte, auf spezielle Risiken entwickelte Future-Geschäfte für einen breiten Einsatz geeignet. Die einzig entscheidende Einflussgröße bei Futures ist die Höhe des Terminkurses. Dieser bildet sich an den Finanzmärkten durch die sogenannten Bestandhaltekosten (Cost of Carry) ab. Die Bestandhaltekosten werden zum Basispreis aufaddiert und ergeben so den Terminkurs. Die Bestandhaltekosten können sich in Abhängigkeit vom Basistitel aus verschiedenen Komponenten zusammensetzen, wie z.B. Lagerkosten, Zinsen für die Finanzierung der Basisposition, eventuell abzüglich Einnahmen aus der Basisposition (z.B. Dividenden).

³³ Portfolio, ist eine Zusammenfassung von Vermögenspositionen, die in einer Basiswährung, z.B. €, bewertet werden.

Die meisten Future-Verträge werden i.d.R. an den Terminbörsen zwischen Bankenvertretern bzw. Finanzmaklern abgeschlossen und sind damit für viele Nichtbanken nur durch Zwischenschaltung von Banken möglich. Für bestimmte Risikogruppen sind zur allgemeinen Anwendung in der Praxis Futures konstruiert worden, die einfach und direkt von jedem Unternehmen eingesetzt werden können. Hierzu gehören zum einen die Devisentermingeschäfte zur Steuerung des Wechselkursrisikos und zum anderen der sogenannte Bund Future für den Einsatz im Bereich des Zinsänderungsrisikos.

Ein Beispiel am Stromterminmarkt ist der Phelix Future. Das Bindeglied zwischen dem Future und dem physischen Spotmarkt ist der Phelix (Physical Electricity Index). Diese Kopplung ermöglicht mit diesem finanziellen Future-Kontrakt auch das Absichern physisch bestehender Strompreiss Risiken.

- Kontraktgegenstand: Future auf den zukünftigen Durchschnittspreis am Spotmarkt (Phelix).
- Fälligkeit: Der aktuelle Monat, sowie die nächsten neun Monate, elf Quartale und sechs Jahre.
- Erfüllung: Finanzielle Erfüllung (cash settlement)
- Quotierung: Angabe der Preise in €/MWh mit zwei Nachkommastellen.
- Transaktionsentgelte: Börsenentgelt 0,005 bis 0,01 €/MWh
OTC-Clearing 0,005 bis 0,0075 €/MWh
Clearingentgelt: 0,005 €/MWh
- Teilnahme: Mit Börsenmitgliedschaft ist die Zulassung zum Terminmarkt erforderlich, ohne Börsenmitgliedschaft ist der Handel nur über eine Clearingbank möglich.

Vorteile des Handels von Phelix Futures sind:

- Hochliquider Handel
- Sicherung der Preise für die Zukunft (bis sechs Jahre)
- Sichere und professionelle Abwicklung der Transaktionen
- Rechtliche und finanzielle Handelssicherheit
- Handelsüberwachung durch staatliche Börsenaufsicht
- Volumenabhängiges Preismodell

4.6.3 Swaps

Swaps gehören wie Futures zu den unbedingten Finanztiteln. Swaps sind Vereinbarungen über Tauschgeschäfte in der Zukunft zur Ausnutzung komparativer Vorteile auf den Finanz- oder Gütermärkten. Während bei Forwards nur zu *einem* Zeitpunkt in der Zukunft ein Austausch vereinbart wird, werden bei Swaps zu *mehreren* zukünftigen Zeitpunkten Tauschgeschäfte vereinbart.

Es werden zwei Vertragsparteien (Unternehmen A und B) betrachtet, die einen Swap abschließen. Beide Unternehmen können auf gleichen oder verschiedenen Märkten bei ihren Kunden zu bestimmten Bedingungen Verträge ab-

schließen. Diese Verträge können unterschiedliche Gegenstände (X und Y) zum Inhalt haben, z. B. Güter, Finanztitel und Zahlungsströme.

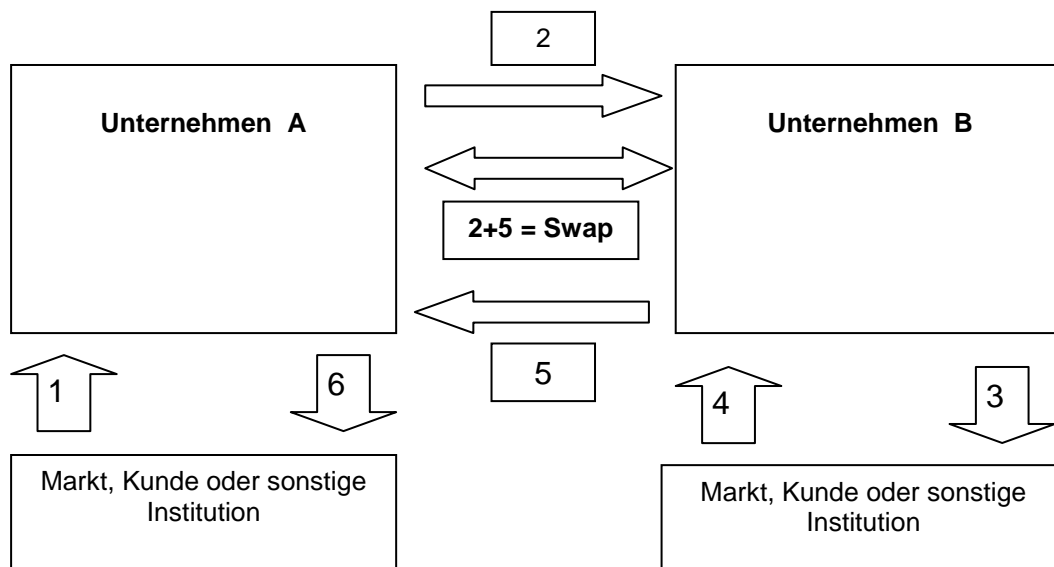


Abbildung 16: Allgemeine Funktionsweise von Swaps

Quelle: Wolke, Thomas: Risikomanagement, S. 124.

- [1] Unternehmen A erwirbt Gegenstand X vom Markt
- [2] Unternehmen A liefert X an Unternehmen B
- [3] Unternehmen B verwertet X auf dem Markt
- [4] Unternehmen B erwirbt Gegenstand Y vom Markt
- [5] Unternehmen B liefert Y an Unternehmen A
- [6] Unternehmen A verwertet Y auf dem Markt

Der komparative Vorteil für beide Unternehmen kann durch Beschreibung des Mechanismus des Swaps anhand folgender Merkmale beschrieben werden.

- [1] Unternehmen A bezieht in Zukunft eine bestimmte Menge des Gegenstandes X. Dieser Gegenstand X sei risikobehaftet, d.h., er kann verglichen mit seinem aktuellen Preis, in Zukunft an Wert verlieren. A vereinbart mit B, diesen Gegenstand X zu mehreren Zeitpunkten in einer festgelegten Menge an B zu liefern [2].
- Als Gegenleistung für die Lieferung von X erhält Unternehmen A von B den Gegenstand Y zu den gleichen Zeitpunkten in der Zukunft in einer festgelegten Menge [5]. Diese Lieferung ist aus Sicht des Unternehmens A für seine heutige Planung in der Zukunft gleichwertig oder vorteilhafter als die Lieferung von X. Der mögliche Vorteil beruht auf der

Erwartung von A, den Gegenstand Y in der Zukunft zu bestimmten Bedingungen verwerten zu können [6].

- Unternehmen A hat durch den Swap $[2]+[5]$ die Gefahr eines Vermögensverlustes von Gegenstand X in Zukunft vermieden, indem ein möglicher Vorteil durch die Verwertung von Y erreicht wird.
- Für Unternehmen B beruht der Vorteil analog umgekehrt auf dem Erhalt von Gegenstand X und dessen gewinnträchtiger Verwertung.

Die entscheidende Grundidee bei Swaps besteht im Ausnutzen gegenseitiger Vorteile. Diese Vorteile beider Vertragspartner werden mit einander verglichen, daher der Begriff „komparativer“ Vorteil. Zu beachten ist auch, dass keine Kosten wie bei Optionen in Form einer Risikoprämie entstehen.

Entscheidend für den erfolgreichen Abschluss von Swaps ist das Erkennen von Vorteilen zwischen möglichen Swap-Partnern. Diese Vorteile werden auf den Märkten eher erkannt, wenn anderen Marktteilnehmern ausreichend Informationen über die Vorteile von Unternehmen auf diesen Märkten vorliegen.

4.6.4 Einsatz von Derivaten

Wer mit Hilfe von Derivaten das Risiko dynamisch steuern will, muss zunächst klären, welche Zielgröße im Fokus liegen soll. Bei Unternehmen kommen dafür besonders die Größen Gewinn, Cash Flow, Umsatz oder Kosten einer bestimmten Periode in Frage. Als nächstes sind die Risikoquellen zu bestimmen, welche die zukünftige Entwicklung der Zielgröße beeinflussen. Im Anschluss daran ist festzulegen, welche Risikopolitik verfolgt werden soll.

Beispiel 1: **Erzeugung in einem Wasserkraftwerk**

Durch den hohen Fixkostenanteil kann angenommen werden, dass die Produktionskosten in erster Näherung konstant sind bzw. nicht mit dem Umsatz korrelieren. Weiters nehmen wir an, dass Mengenschwankungen ausgeschlossen sind und ein Teil der Produktion über den Spotmarkt verkauft wird. Damit stellt der Preis, der sich auf dem Spotmarkt bildet, die einzige relevante Risikoquelle für den Cash Flow dar. Wenn vom Erzeuger Risikominimierung angestrebt wird, sollten unsichere bzw. offene Positionen mit Futures abgesichert werden. Bei einem kompletten³⁴ Futuresmarkt bedeutet dies, dass auf dem Markt Futures vorhanden sind, deren Basis der entsprechende Spotmarktpreis darstellt. Auf einem solchen Markt werden für alle Laufzeiten Futures gehandelt, sodass ein perfekter Hedge³⁵ möglich ist, d.h., durch entsprechende Verkaufspositionen („short positions“) bei den Futures kann das Preisrisiko völlig eliminiert werden. Den Gewinnen oder Verlusten im Spotmarkt

³⁴ Komplette, d.h., für jeden Zeitpunkt und jedes Underlying existiert ein Future.

³⁵ Englisch: hedge – Hecke, Sicherung

würden entsprechende Gewinne oder Verluste im Futuresmarkt gegenüberstehen.

Beispiel 2: **Erzeugung in einem Gaskraftwerk**

Bei modernen Gaskraftwerken mit wesentlich geringeren Amortisationszeiten kann angenommen werden, dass die variablen Kosten infolge des Brennstoffbedarfes eine wesentlich größere Rolle spielen als bei einem Wasserkraftwerk. Dies stellt eine Long-Position (Kauf) auf dem Spotmarkt für Gas dar, welche durch eine Short-Position (Verkauf) auf dem Futuresmarkt oder den Kauf von Call-Optionen abgesichert („gehedget“) werden kann. Das Gesamtrisiko wird dann von der Differenz („spread“) zwischen dem erzielten Verkaufspreis Strom und dem Einkaufspreis Gas bestimmt. In dieser Situation bietet sich als Risikostrategie ein sogenanntes „cross-hedging“ an, d.h., Eingehen einer Long-Position in Futures auf den Strompreis und gleichzeitig einer Short-Position in Futures auf den Gaspreis.

Beispiel 3: **Großabnehmer** (Stadtwerke, Industriekunde)

Im Vordergrund steht die Absicherung des kurzfristigen Mengenrisikos mittels Spotgeschäften.

- In der Vergangenheit zu viel beschaffte Strommengen (Terminmarkt) werden am Spotmarkt „Day-ahead“ verkauft.
- In der Vergangenheit zu wenig beschaffte Strommengen, die auch durch Eigenerzeugung nicht gedeckt werden können, werden am Spotmarkt „Day-ahead“ zugekauft.

Die langfristige bzw. strukturierte Beschaffung hat zwei relevante Risikoquellen: den zu erwartenden Stromverbrauch und die Preisentwicklung. Die wesentlichen Grundlagen zur Festlegung einer Risikostrategie sind Marktpreisanalyse und Verbrauchsprognosen. Wenn die Unsicherheit auf den Märkten sehr groß ist, sollten Preisabsicherungen nach oben eingesetzt werden. Üblicherweise stehen Futures und Optionen in diesen idealisierten Formen nicht zur Verfügung, sodass ein perfekter Hedge nicht möglich ist und selbst bei optimaler Strategie ein Restrisiko übrig bleibt.

4.7 Energiebeschaffung im liberalisierten Markt

Stadtwerke und andere Industriekunden waren bisher die größten Nutznießer der Liberalisierung im Strommarkt. Besonders in den ersten Jahren der Liberalisierung konnten einige Unternehmen Einsparungen beim Stromeinkauf gegenüber den alten Verträgen vor der Liberalisierung, den sogenannten Vollversorgungsverträgen, bis zu 40% und mehr erzielen.

Die nachfolgende Abbildung zeigt die Entwicklung der Energiebeschaffung.

Beschaffungskonzepte im Strommarkt

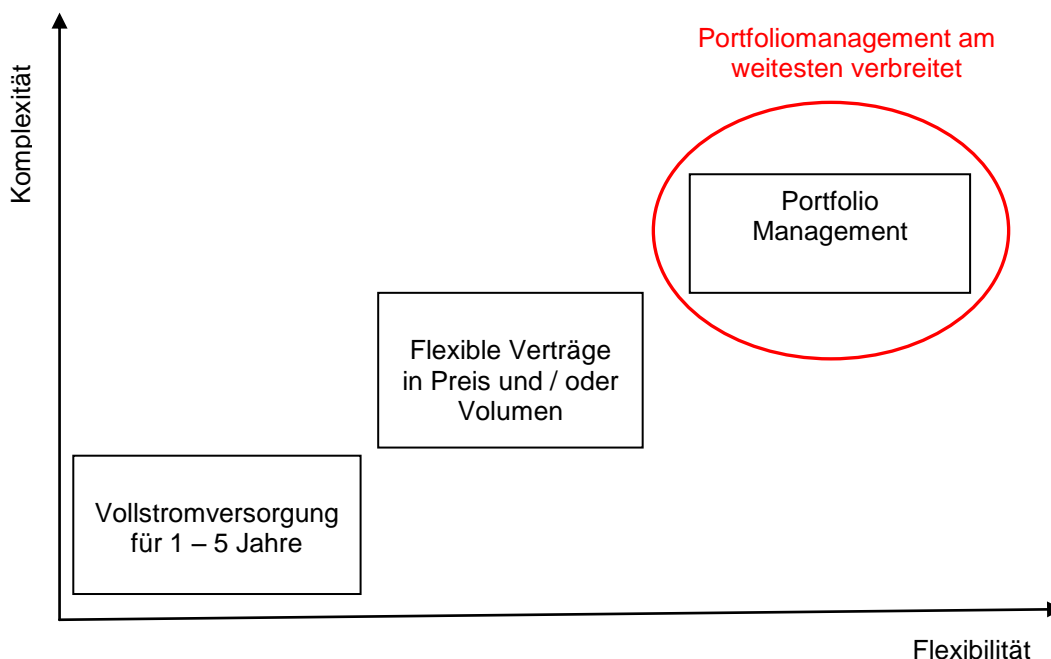


Abbildung 17: Beschaffungskonzepte im Stromhandel

Quelle: Schulz, Hans: Energiebeschaffung in liberalisierten Märkten, S. 3.

Die Merkmale der drei grundlegenden Beschaffungskonzepte sind:

Vollstromversorgung für 1 – 5 Jahre:

- Preis wird bei Vertragsabschluss fixiert.
- Volumenrisiko ist typischerweise nicht abgesichert.
- Ausgleichsenergieerisiko kann abgesichert werden.

Flexible Verträge in Preis und / oder Volumen:

- Preis und / oder Volumen werden bei Vertragsabschluss fixiert.
- Ausgleichsenergieerisiko ist typischerweise nicht abgedeckt.
- Keine aktive Bewirtschaftung des Vertrages.

Portfoliomanagement:

- Preis und Volumen bleiben flexibel.
- Risiken können nach Wunsch abgesichert werden.
- Vollständige Transparenz.

Die Zeiten der reinen Vollstromlieferungen sind vorbei. Der Energieeinkauf hat zunehmend strategische Bedeutung, die Risikominimierung steht im Vordergrund, und der richtige Zeitpunkt zum Stromeinkauf ist wichtiger als die Wahl des Lieferanten.

4.8 Portfoliomanagement

Stadtwerte und große Industriekunden können in Zukunft ihre Energiebeschaffung nur durch eine aktive Beteiligung am Energie-Großhandel im Rahmen eines Portfoliomanagements optimieren. Zudem sind Beschaffungs- und Absatzportfolio gegeneinander abzugleichen.

Portfoliomanagement ist die Verwaltung von unterschiedlichsten Verträgen und der damit verbundenen Risiken.

Stadtwerk im Spannungsfeld zwischen Beschaffung und Absatz

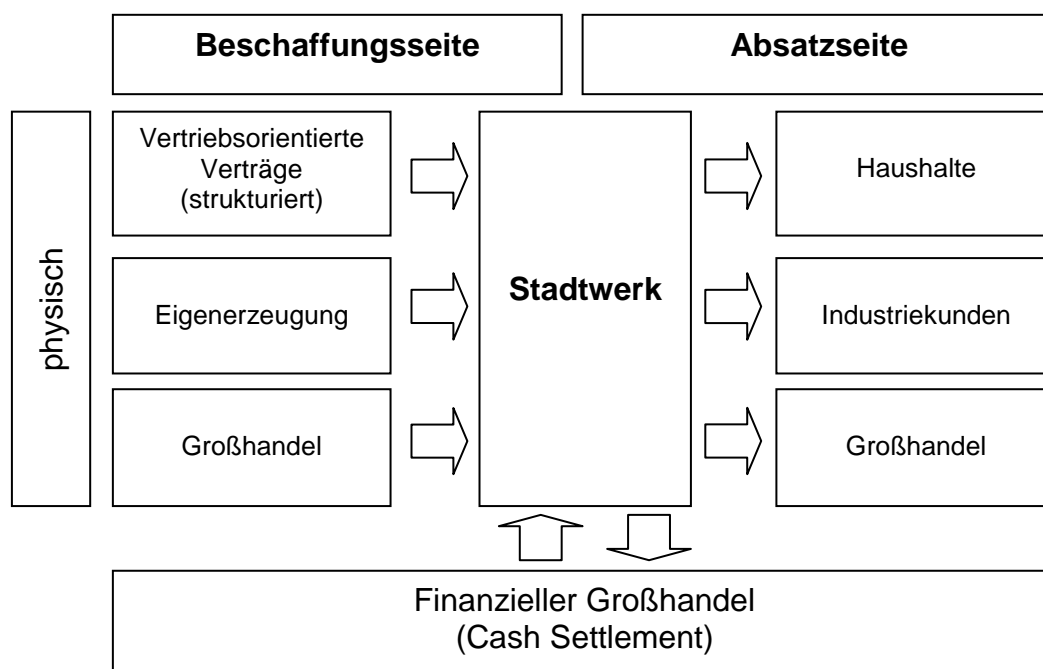


Abbildung 18: Stadtwerk im Spannungsfeld

Quelle: Eßer-Scherbeck, Claudia / Günther, Stefan: Portfoliomanagement für Stadtwerte, S. 2.

Die bislang abgeschlossenen Stromlieferverträge waren meist Vollversorgungsverträge, die in ihrer Komplexität nicht richtig bewertet wurden. Denn jede Vollversorgung kann auf standardisierte und strukturierte Produkte (z.B. standard-base, peak-load, verschiedene Optionen, usw.) des Großhandels heruntergebrochen werden. Die genaue Bewertung solcher Angebote oder Verträge und der enthaltenen Risiken stellt eine echte Herausforderung dar.

Mit der Etablierung eines liquiden Terminmarktes an der EEX ist es in Zukunft möglich, strukturierte Produkte präziser mit marktgerechten Großhandelspreisen zu bewerten.

Eine weitere Herausforderung ergibt sich darin, die Beschaffungsmöglichkeiten mit den Anforderungen der Absatzseite in Einklang zu bringen. Neben den Bezugsverträgen müssen beim Einsatz der eigenen Kraftwerke die Erzeugungsmöglichkeiten mit den Instrumenten des Großhandels bewertet werden. Das Problem liegt in einer komplexen *Fristentransformation* zwischen Beschaffungs- und Absatzseite. In gewisser Weise ähnlich einer Funktion, die sonst nur Banken³⁶ ausüben.

Aufgrund der unterschiedlichen Fristigkeiten entstehen erhebliche Preisrisiken. Liegt z.B. das Marktpreisniveau auf der Beschaffungsseite während der Neuverhandlung eines ablaufenden Vertrages auf einem hohen Niveau und sind gleichzeitig noch auf alten Preisen kalkulierte Lieferverpflichtungen zu erfüllen, so entstehen Verluste. Dabei kommt einem unternehmensübergreifenden Risikomanagement eine zentrale Bedeutung zu.

Zur Deckung der Energienachfrage können dann verschiedene Handelsprodukte entweder bilateral über den OTC-Markt oder über Börsen gehandelt werden. Dabei treten die Unternehmen, sowohl Erzeuger wie Abnehmer, als Käufer und / oder Verkäufer auf. Bei einem solchen Management werden über den Großhandel insbesondere die Volatilitäten der Preise für die verschiedenen Produkte genutzt. Ein Beschaffungsziel kann neben dem Profitieren von niedrigen Bezugspreisen auch die Minimierung der Gesamtrisikoposition sein. Die Unsicherheiten bzw. die Risiken und deren Korrelation untereinander, denen das Portfoliomanagement ausgesetzt ist, müssen täglich analysiert werden. Vom analytischen Standpunkt aus betrachtet, werden Portfolios mittels mehrerer Forwardkurven und Preisprognosen bewertet und dabei erwarteter Ertrag und Risiko gegenübergestellt.

Ein auf den Strommarkt zugeschnittener Value-at-Risk Ansatz dient der weiteren Entscheidungsfindung. Der Value-at-Risk misst den mit einer vorher bestimmten Wahrscheinlichkeit³⁷ maximalen Verlust, der innerhalb einer Zeitperiode entstehen kann. Zusätzliche Sensitivitätsanalysen, welche die Wertentwicklung des Portfolios bei Veränderung der Marktpreise und / oder Nachfrage messen, sollen durchgeführt werden.

³⁶ Banken transformieren kurzfristig abrufbare Einlagen der Kapitalgeber in langfristige Kredite an Kapitalnehmer.

³⁷ In der Praxis hat sich ein Wert von 95% bzw. 99 % etabliert.

Stufen zum integrierten Portfoliomanagement

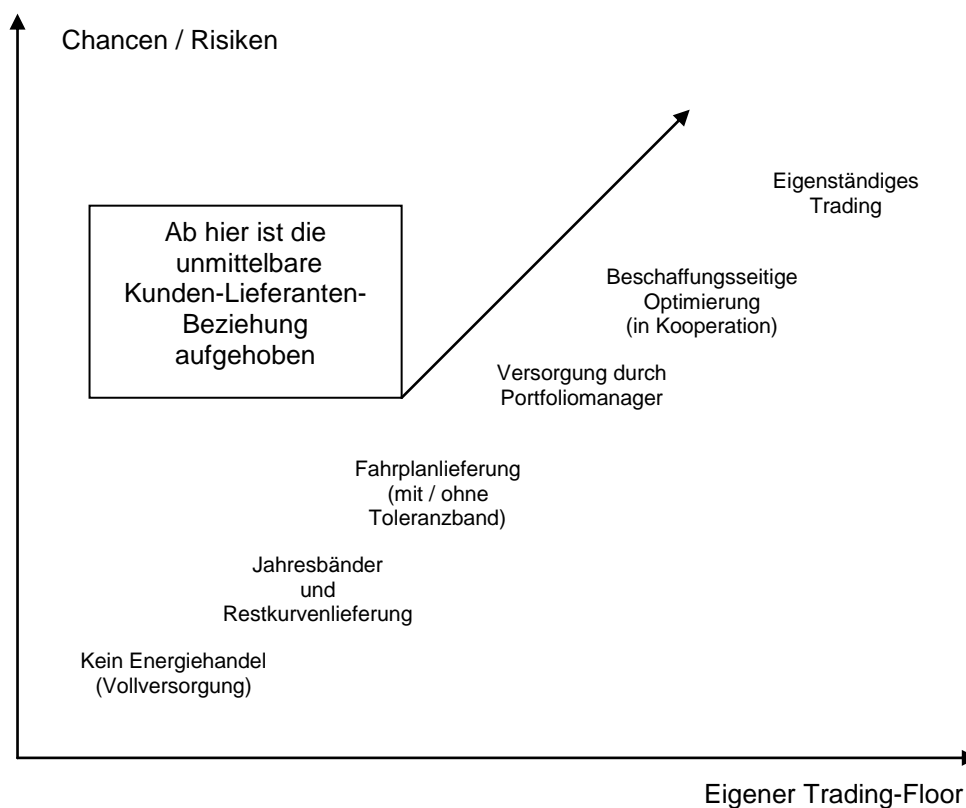


Abbildung 19: Stufen zum integrierten Portfoliomanagement

Quelle: Federico, Tobias: Preisabsicherung in der Energiewirtschaft, S. 51

Zu den wesentlichen Elementen des Portfoliomanagements zählen:

- **Energiedatenmanagement**
Verwaltung und Analyse der Verbrauchs- und Absatzdaten.
- **Risikomanagement**
Unternehmen legt die Beschaffungs-, die Absatz- und die Absicherungsstrategie fest.
- **Prognosen**
Lastprognosen, langfristige und kurzfristige Preisprognosen.
- **Handel**
Technischer Marktzugang (IT Umgebung) und Marktkenntnisse.
- **Settlement**
Bilanzkreisführung, Nominierungen (Transporte) und Zahlungsverkehr.

4.9 Risikomanagement

In der betriebswirtschaftlichen Literatur wird keine einheitliche Definition des Risikobegriffes verwendet. Eine relativ häufig benutzte Definition von Risiko stellt jedoch auf einen möglichen Schaden bzw. den potenziellen Schaden einer Vermögensposition ab, ohne dabei mögliche Gewinne gegenüber zu stellen. Zwischen Risiko und Ertrag muss scharf unterschieden werden, da sonst ein und derselbe Gewinn mehrfach berücksichtigt wird.

In der betriebswirtschaftlichen Entscheidungstheorie stellt der Risikobegriff auf die Kenntnis von Wahrscheinlichkeiten bzw. Wahrscheinlichkeitsverteilungen bezüglich zukünftiger unsicherer Ereignisse ab.

Risikomanagement ist die unternehmensweite Messung und Steuerung aller betriebswirtschaftlichen Risiken.³⁸

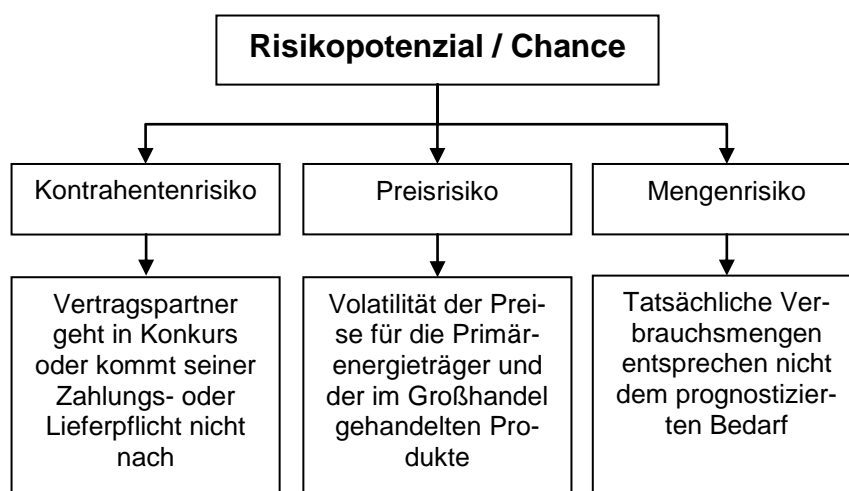


Abbildung 20: Risikopotenzial

Quelle: Bogatu, Christian: Portfolio-Management von Stromversorgungsverträgen, S. 48.

Nach der Risikoidentifikation folgt die Risikomessung und darauf aufbauend die Risikoanalyse. Die Risikomessung ist der Kern des Risikomanagements. Nur Risiken, die erfasst und gemessen werden, können auch geplant und gesteuert werden.

³⁸ Wolke, Thomas: Risikomanagement, S. 2.

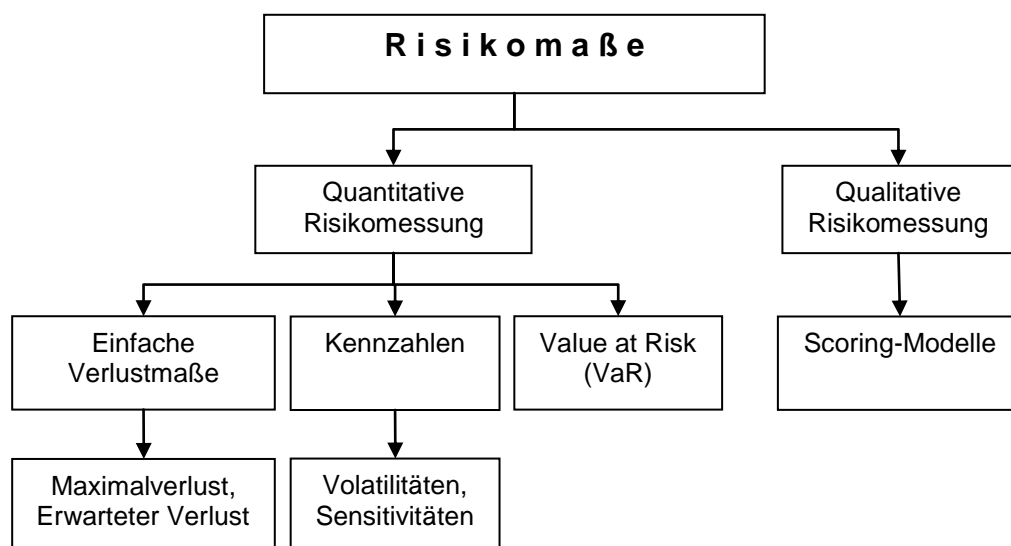


Abbildung 21: Risikomaße

Quelle: Wolke, Thomas: Risikomanagement, S. 11.

Bei den einfachen Verlustmaßen wird auf seit langem bekannte Erkenntnisse der Wahrscheinlichkeitsrechnung (insbesondere den Erwartungswert) zurückgegriffen. Der Nachteil liegt in der völlig unzureichenden Abbildung des tatsächlichen bzw. relevanten Risikogehaltes. Aus diesem Grund spielen diese Kennzahlen auch in der Praxis eine untergeordnete Rolle.

Mit den weiterführenden Kennzahlen werden die Schwächen „einfacher Risikomaße“ behoben. Für eine gehaltvollere Risikobeurteilung werden die relativen Änderungen des Vermögens zum Anfangsvermögen und ihre jeweiligen Eintrittswahrscheinlichkeiten betrachtet. In die Berechnung der Volatilität als Risikomaß fließt nicht direkt der Vermögensgewinn oder –verlust ein, sondern die Schwankung um die durchschnittliche Vermögensänderung. Die Sensitivität ist ein Maß dafür, wie empfindlich das Vermögen auf Veränderungen einer oder mehrerer Einflussgrößen reagiert.

Der Value-at-Risk (VaR) ist ein verlustorientiertes Risikomaß, das auf den Verlustbereich einer möglichen Vermögensänderung abstellt und wird auch als Shortfall- oder Downside-Risk-Maß bezeichnet. Mit dem VaR sollen mit einer Risikomaßzahl verschiedene Risikoarten miteinander verglichen werden können.

Die bisher behandelten Risikomaße weisen alle als Merkmal die zahlenmäßige und in Geldeinheiten darstellbare Bewertbarkeit auf. In der betriebswirtschaftlichen Praxis spielen auch qualitative Risiken, die nicht messbar sind, eine wichtige Rolle.

Die zwei wichtigsten Beispiele für die Notwendigkeit der Messung qualitativer Risiken sind:

- **Das Kreditrisiko**
Besteht in der Möglichkeit, dass ein Kunde seine Rechnungen nicht bezahlt und dadurch das Unternehmen einen Vermögensverlust erleidet.
- **Das Betriebsrisiko**
Die Produktion unterliegt dem sogenannten Betriebsrisiko. Durch Störfälle und Schäden an den Produktionsanlagen (Kraftwerke) können Lieferungen nicht erfolgen, wodurch dem Unternehmen ein Vermögensverlust entstehen kann.

Beim Kreditrisiko wird der Wert der Forderung nicht an einem Markt täglich gemessen und in Geldeinheiten bewertet. Folglich kann auch die Vermögensverschlechterung des Unternehmens aufgrund einer Bonitätsverschlechterung eines Kunden nicht in Geldeinheiten ausgedrückt werden. Wenn also keine Bewertung an einem funktionierenden Markt erfolgt, muss für eine Bewertung des Risikos eine Quantifizierung der Einflussgrößen durchgeführt werden. Alle für den Vermögenswert relevanten Einflussfaktoren müssen erfasst und zu einer Gesamtgröße (Maßzahl) aggregiert werden. Die Anwendung dieses Grundprinzips wird unter dem modernen Oberbegriff Scoring-Modell zusammengefasst. Es gibt zahlreiche Varianten, insbesondere in der Investitionsentscheidung unter den Begriffen Nutzwertanalyse oder Wertanalyse bekannt.

Die Grundstruktur von Scoring-Modellen besteht im ersten Schritt in der Erfassung der Einflussgrößen und deren Gewichtung. In einem zweiten und entscheidenden Schritt werden die Ausprägungen bewertet, indem eine Punktezahl aus einer Skala, z.B. von 1 bis 10 Punkte, zugeordnet wird. Im dritten und letzten Schritt wird für alle Alternativen die Summe der gewichteten Punkte aller Einflussgrößen gebildet. Die Summe ist der zur Beurteilung einer Alternative heranzuziehende Zielwert, der Score.

Wesentliche Eigenschaften von Scoring-Modellen sind:

- Die Möglichkeit quantitative und qualitative Einflussfaktoren eines Risikos zu erfassen und mit der Berechnung eines Zielwertes eine Vergleichsgröße zu haben.
- Der ermittelte Zielwert kann als Grundlage für weitere Quantifizierungen des betrachteten Risikos dienen.
- Die Anwendung der Punkteskala wird vom Anwender subjektiv vorgenommen, d.h., die Vergleichbarkeit von Risikobewertungen verschiedener Anwender ist eingeschränkt.
- Die Korrelationen (Zusammenhänge) zwischen den Einflussgrößen werden nicht explizit berücksichtigt.

Das Ergebnis der Risikoanalyse führt zu der Fragestellung, wie die gemessenen und analysierten Risiken gesteuert werden können.

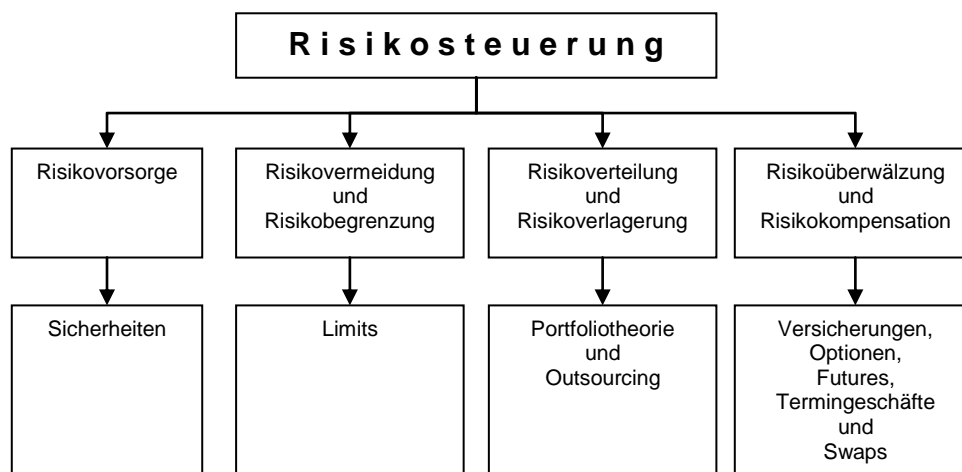


Abbildung 22: Risikosteuerung

Quelle: Wolke, Thomas: Risikomanagement, S. 75.

Risikovorsorge bedeutet die Planung zukünftiger Risiken mit Blick auf die Risikotragfähigkeit eines Unternehmens, nämlich auf das Eigenkapital. Neben dem bilanziellen Ausweis des Eigenkapitals stellen auch die Rückstellungen und stillen Reserven einen Puffer für die Risikotragfähigkeit dar.

Die Risikovermeidung und Risikobegrenzung haben das Ziel, den VaR des gesamten Unternehmens zu begrenzen oder zu senken.

Bei der Risikoverteilung geht es um die Ausnutzung von Diversifikationseffekten, d.h., durch Zusammenfassung von Vermögenspositionen wird das Risiko der gesamten Vermögensposition kleiner als die Summe der Einzelrisiken.

Bei der Risikoüberwälzung bleibt die verursachende Vermögensposition im Portfolio bestehen, ein potenzieller Verlust wird durch Abschluss eines Vertrages überwält. Dafür muss eine Gegenleistung i.d.R. in Form einer Prämie gezahlt werden. Es besteht aber weiterhin die Möglichkeit, durch die Vermögensposition Gewinne zu erzielen.

Risikokompensation heißt, gegen die verursachende Risikoposition zusätzliche Finanzpositionen zu stellen (zu kaufen oder zu verkaufen), um die möglichen Verluste der ursprünglichen Vermögensposition durch gleichzeitige Gewinne in einer bestimmten Höhe zu kompensieren. Bei diesen Finanzpositionen handelt es sich um Derivate, d.h. von den ursprünglichen Basistiteln abgeleitete Finanzinstrumente.

5 Kritische Stellungnahme zum Stromhandel

Im folgenden Kapitel werden Probleme, die sich mit dem sukzessiven Bedeutungsgewinn von Terminmärkten im Energiehandel und mit der starken Zunahme des Handels mit Derivaten ergeben können, näher beleuchtet. Die Liberalisierung der Energiemärkte wird unterstützt und begleitet von verschiedenen Entwicklungen. Diese Entwicklungen bilden den Kern der Liberalisierung und stehen auch in einem inneren Zusammenhang mit der „Derivatisierung“ der Märkte.

5.1 Allgemeine Betrachtungen

Die positive Korrelation der Energieteilmärkte nimmt aus technischen und ökonomischen Gründen zu. Das heißt, die Zyklen in der Preisentwicklung im Strommarkt verlaufen zunehmend ähnlich wie die Zyklen der Preisentwicklung von Öl und/oder Gas und umgekehrt. Die in den Energieteilmärkten bereits bestehende Konvergenz verstärkt sich. Die starke Zunahme des Gaspreises in den letzten Jahren wird auch auf eine stärkere Kopplung des Gaspreises an den Ölpreis zurückgeführt. Auch in Strommärkten mit einem geringeren Anteil an Produktionsanlagen, die mit fossilen Energieträgern (Kohle, Öl oder Gas) betrieben werden, steigen Stromerzeuger in den Gasmarkt ein, da viele neue Kraftwerke mit Gas betrieben werden. Regulierende Eingriffe in den Stromsektor können durch fehlende Vorschriften in anderen Sektoren des Energiemarktes (Öl- oder Gasgeschäft) ausgehebelt werden. Wenn z.B. ein Monopol bei der Gasversorgung besteht, kann dieses Monopol zur Beeinflussung der Preise auf dem Elektrizitätsmarkt missbraucht werden.

Der Strommarktliberalisierung folgt grundsätzlich die Gasmarktliberalisierung

Es findet eine Entwicklung vom Handel mit langfristigen Verträgen hin zu einem kurzfristigen Markt statt, d.h. zu einer Kommoditisierung³⁹. Der operative Horizont des spekulativen Kapitals bezieht sich auf Wochen oder Tage. Jedenfalls ist bei den liberalisierten Märkten eine starke Tendenz hin zu kürzeren bilateralen Verträgen festzustellen. Im Laufe der letzten zehn Jahre weisen bereits mehr als 60 % aller Stromlieferverträge eine Laufzeit von weniger als 2 Jahren⁴⁰ auf.

Energieprodukte wie Strom und Gas werden im Zeichen der Liberalisierung zu normalen Handelsgütern und unterliegen den gleichen Marktgesetzen.

³⁹ Englisch: commodisation, auch „Handelbarkeit als Ware“

⁴⁰ Siehe auch 3.2 Märkte

In den traditionellen Strommärkten sind Produktionsüberkapazitäten vorhanden. Diese führen einerseits zu Abmachungen für künftige Lieferungen zu heute vereinbarten Preisen, da die Produzenten den Preis für Überschüsse fixieren wollen. Andererseits begünstigt das Überangebot an Produktionskapazitäten die Entstehung von Spotmärkten. Die Produzenten lassen in diesem Verdrängungswettbewerb u.U. ihre Kraftwerke zu reinen Produktionskosten, d.h. ohne Abschreibungen, etc. laufen.

Mit der Kommoditisierung entwickelt sich auch eine Parallelität der globalen spekulativen Bewegungen, die zunehmend alle Bereiche von Finanzinvestitionen erreicht. Der Grund für diese Entwicklung liegt in der Natur der Finanzmärkte. Die Preisschwankungszyklen der Rohstoffe nähern sich immer mehr denjenigen der Finanzwerte an. Das ist auch eine Folge der sich überall durchsetzenden, praktisch identischen Investitionsstrategien.

Eine Strategie für Investitionen kann zum Ziel haben, durch Ausrichtung der Investitionen auf Wirtschaftssektoren mit gegenläufigen oder zumindest unterschiedlichen Wirtschaftszyklen Verlustrisiken zu minimieren und gleichzeitig eine möglichst hohe Rendite zu erwirtschaften⁴¹. Folgende Zitate aus dem „Wall Street Journal“ illustrieren die Entwicklungstendenz dieser Strategie:

- „Commodity markets are legitimate places to invest“.
- „We are seeking to establish commodity investing as a set of assets distinct from stock and bonds“. (Goldman Sachs)

Schon Ende der neunziger Jahre des vorigen Jahrhunderts zeigte sich eine Annäherung der zyklischen Schwankungen der Rohstoffpreise an diejenigen der Aktien und Obligationen. Für Anleger werden die gleichzeitigen parallelen Kursbewegungen von Aktien- und Rohstoffmärkten zu einem grundsätzlichen Problem. Die Investitionen in Rohstoffe erweisen sich so nicht mehr als Alternative zu Engagements in Aktien und Obligationen, um Kursschwankungen auszugleichen.

Mit der Kommoditisierung von Strom, Wasser und vielleicht auch Luft können neue Märkte erschlossen werden.

Neue Schichten von Energiehändlern (Trader) finden Zugang zu den Energiemärkten. In der Anfangsphase der Liberalisierung gab es praktisch nur die Händler der meist staatlichen Verbundunternehmen, später im Bereich des Großhandels auch unabhängige Stromhändler und Broker. In Österreich und Deutschland setzte sich bald das Bewusstsein über den börsenähnlichen Charakter des Stromhandels und den damit verbundenen Risiken durch.

Der Bedarf nach staatlicher Aufsicht der Händler (Spekulant) wird offensichtlich.

⁴¹ CAPM: Capital Asset Pricing Model

In einem auf kurze Reaktionszeiten ausgerichteten Wettbewerbsumfeld ist die Kürze der Amortisationszeiten für neu errichtete Produktionsanlagen sowie der zeitliche Aufwand für Planungsphasen besonders wichtig. Der Umweltschutz spielt bei der Errichtung von Gaskraftwerken zweifellos eine Rolle, aus ökonomischer Sicht sind jedoch die zeitlichen Rahmenbedingungen viel wichtiger. GuD-Kraftwerke⁴² können schon nach ungefähr 24 Monaten ans Netz gebracht werden, für Gasturbinenkraftwerke beträgt diese Zeit lediglich etwa 12 Monate. Die Abschreibungszeiträume werden mit 7 bis 8 Jahren angenommen. Bei Atomkraftwerken wurde der Abschreibungszeitraum erst auf 30, später auf 40 Jahre festgelegt.

In jüngster Zeit wird von den Atomkraftwerksbetreibern versucht, sowohl die Betriebszeit als auch die Abschreibungsdauer auf 60 und mehr Jahre zu verlängern.

Die Bedeutung des technischen Know-hows nimmt tendenziell ab, d.h., Marketing und Vertrieb werden zu entscheidenden Erfolgsfaktoren (Branding). Im Dienstleistungssektor liegen die Ausgaben für Marketing und Vertrieb von ähnlich homogenen Produkten wie Strom durchschnittlich bei 15 % gemessen am Umsatz. Ein attraktiver Preis allein stellt keine Erfolgsgarantie mehr dar, auch dem Image des Lieferanten kommt große Bedeutung zu.

Der Kunde erhält im Extremfall nur die Dienstleistung (Netzanschluss und Netznutzung) oder nur die Energie (Strom), für die er eine entsprechende Zahlungsbereitschaft aufweist. Im Strommarkt findet eine Differenzierung der Stromlieferung und Reservehaltung in Abhängigkeit vom zu erzielenden Preis statt, d.h., die Versorgungssicherheit ist zwar garantiert, es fragt sich nur zu welchem Preis.

Die Transparenz bezüglich Kosten und Preis für Versorgungssicherheit ist nicht gewährleistet.

Spotmärkte sind Energiemärkte, bei denen das kurzfristige Angebot oder kurzfristige Nachfrage nach Strom für den folgenden Tag oder sogar die nächsten Stunden gedeckt wird. Im Durchschnitt werden in Mitteleuropa 5 – 10 % des insgesamt umgesetzten Stromes gehandelt. Güter-Spotmärkte weisen eine erheblich größere Schwankung der Preise (Volatilität) als längerfristige Terminmärkte auf, wobei die Volatilität auf den Energiespotmärkten noch höher ist. Innerhalb eines Tages kann der Strompreis beträchtlich schwanken.

Einige Beispiele dafür:

- England: Durchschnittspreis rund 40 £/MWh, Spitzenstunde 600 £/MWh.
- USA: Durchschnittspreis rund 30 US\$/MWh, Spitzenstunde 3000 US\$/MWh, bei Engpässen bis zu 7500 US\$/MWh.

⁴² GuD-Kraftwerke sind Gaskraftwerke mit angeschlossener Dampfturbine zur Verbesserung des Wirkungsgrades.

Diese Tendenzen finden sich auch im westeuropäischen Raum mit Höchstpreisen, die teilweise mehr als das fünfzigfache des Durchschnittspreises im Normalfall ausmachen.

5.2 Ursachen der Volatilität

Die Volatilität des Strompreises hängt grundsätzlich von drei Faktoren ab:

- Ausgleich von Angebot und Nachfrage nach dem Handelsgut Strom.
- Stromhandel unter den Gesetzen eines freien Marktes und der Spekulation.
- Investitionszyklen in Produktionsanlagen.

Auf Grund der schlechten Speicherbarkeit von Strom und der sich daraus ergebenden Notwendigkeit zum Abfangen von Nachfrageschwankungen durch zeitgleiche Produktion treten große Preisschwankungen auf. Dabei bestehen bei den Strompreisbewegungen drei Zyklen, nämlich tägliche, wöchentliche und saisonale.

- Täglicher Zyklus: Konsumschwankung Tag und Nacht.
- Wöchentlicher Zyklus: Industrienachfrage und Wochenende.
- Saisonale Zyklen: Jahreszeitlich unterschiedliche Wetter-Konstellationen.

Nachfrageseitig verursacht hauptsächlich das Wetter (Heizungen, Klimaanlage, etc.) eine hohe Volatilität. Die Volatilitäten von Öl- und Gaspreis wiederum werden durch die jeweiligen Lager- oder Speicherstände sowie der Marktinformation dazu beeinflusst.

Die Unterwerfung des Stromhandels unter die Gesetze des Marktes, bzw. der Spekulation ist eine weitere Ursache der Volatilität. Grundsätzlich haben Finanzmärkte die Tendenz zu „überschießen“, d.h., sie entwickeln eine Überreaktion und schießen über das Ziel hinaus. So besteht bei den Finanzmärkten eine starke Tendenz, bei der Suche nach dem Marktgleichgewicht rund um einen Mittelwert zu oszillieren, was entsprechende Volatilitäten bewirkt. Diese starke Volatilität ist wiederum Ausdruck der in den Märkten bestehenden Unsicherheit. Diese Unsicherheiten zeigen sich z.B. in einem ständigen Auf und Ab der Börsenkurse. Dieses Marktverhalten in Stresssituationen ist nicht neu, kann mit chaotisch beschrieben werden und ist einer rationalen Analyse kaum zugänglich.

Die Volatilität der Preise wird durch die in liberalisierten Märkten vorhandene Möglichkeit des Zwischenhandels verstärkt. Dabei wird die bei den Strompreisen durch die Natur des Produktes⁴³ bestehende Volatilität noch zusätzlich vergrößert. Strom kann unzählige Male zwischengehandelt werden. Der Ge-

⁴³ Siehe 2.1 Randbedingungen für Stabilität

winn pro abgeschlossenem Handelskontrakt betrug zu Beginn der Liberalisierung bis zu 10 %. Einige Zeit später fielen die Gewinne wieder. Bei einem funktionierenden Markt dürften sich die Margen bei etwa 2% einspielen. Gleichzeitig nimmt das Volumen der umgesetzten Kontrakte stark zu. Ein verdrängungswettbewerb setzt ein, d.h., entsprechend der mehrfach gehandelten Strommenge steigen auch die Kosten für die Absicherung. Auf Grund der beschriebenen Rahmenbedingungen steigt die Volatilität vor allem in Energiemärkten im Vergleich zu den früheren bilateral ausgehandelten Verträgen stark an.

Eine besonders wichtige Konsequenz von Spot- und Forwardmärkten stellt die starke Zunahme von Preisschwankungen (Volatilität) dar.⁴⁴

Dabei ist die Volatilität der Strompreise beträchtlich höher als die verwandter Produkte wie Gas und Öl. Preisexplosionen werden daher zunehmen. Die Strombranche findet ständig andere Argumente für die jeweiligen Allzeithochs. Sie habe nicht den Markt manipuliert, vielmehr hätten einige unerfahrene Händler den Überblick verloren.

Die hinter den Preisausschlägen stehende grundsätzliche Problematik wird nicht hinterfragt. Durch diese Preisausschläge wird die Notwendigkeit von Absicherungsgeschäften demonstriert, was wiederum das umgesetzte Handelsvolumen und die Spekulationsgewinne erhöht.

Vor der Liberalisierung wurde auf nationaler Ebene parallel zur prognostizierten wirtschaftlichen Entwicklung der Bedarf nach neuen Stromerzeugungsanlagen geplant. Mit der Liberalisierung und Internationalisierung des Stromhandels wurden Überkapazitäten sicht- und auch handelbar. Gleichzeitig nahm auch der Planungshorizont ab.

Durch die abnehmende staatliche Koordination bei Investitionen für neue Kraftwerke werden sich auch die Volatilitäten der Investitionszyklen verstärken.

5.3 Volatilität und Risiko

Der Begriff „Volatilität“ beschreibt die Schwankungsbreite der Preise für ein Gut. Für den Handel an diversen Finanzmärkten ist die Bandbreite der Preisschwankungen eine sehr wichtige Kennzahl. Denn die in einer bestimmten Zeitperiode um einen bestimmten Mittelwert schwankenden Notierungen widerspiegeln in ihren Ausschlägen das Risiko einer Anlage. Für Investoren ist die Volatilität ein Maß für das Risiko. Das heißt, je größer die Volatilität eines Underlyings ist, umso riskanter, aber auch umso gewinnträchtiger ist diese Anlage.

⁴⁴ Ob Derivate tatsächlich eine Erhöhung der Volatilität verursachen, ist umstritten.

Höhere Volatilität bedeutet größeres Risiko. Ziel jeder Investitionsstrategie ist es daher, durch eine gezielte Streuung der Anlagen eine hohe Rendite mit einem insgesamt geringen Risiko zu kombinieren.

Volatilität wird definiert als „annualisierte Standardabweichung der relativen Preisveränderung eines Gutes“. Die Standardabweichung ist wie die Varianz eine Kennziffer für das finanzielle Risiko. Die Varianz errechnet sich aus der Abweichung der einzelnen Preise vom Durchschnittspreis in einer bestimmten Zeitperiode. Das bedeutet, die Schwankungen des Strompreises werden z.B. ein Jahr lang aufgezeichnet und nach einem mathematischen Modell berechnet, das die Wahrscheinlichkeit des Eintreffens einer bestimmten Preisentwicklung beschreibt. Im Energiesektor werden vorwiegend Modelle verwendet, die auf historischen Datenreihen aufbauen und diese in die Zukunft projizieren. Sie setzen weniger mathematische Kenntnisse voraus und sind leichter nachzuvollziehen. Die einfacheren Modelle haben aber im Gegensatz zu den stochastischen Modellen (Wahrscheinlichkeitsverteilung der Ergebnisse, Monte-Carlo-Simulation, etc.) den Nachteil, dass sie in Zeiten starker Veränderungen der ökonomischen Rahmenbedingungen an Aussagekraft und Genauigkeit und Präzision verlieren. Mit dem Vordringen mathematisch geschulter Broker und Investmentfirmen in das Stromgeschäft geraten Produzenten und Händler unter starken Druck, diesen Wettbewerbsnachteil aufzuholen.

Banken und andere im Investmentgeschäft tätige Unternehmen verwenden Modelle dieser Art, um ihre Risiken zu berechnen. Um Ausfallsrisiken zu testen, werden Stressszenarien („Value at Risk“) durchgerechnet, d.h., ausgehend von den Wahrscheinlichkeiten, bei welchem Kurssturz welche Verluste auftreten könnten. In der Schweiz schreibt die Eidgenössische Bankenkommission (EBK) den Revisionsunternehmen auch die Prüfung dieser Modelle vor. Ob bei den im Stromhandel tätigen Elektrizitätsunternehmen von den Revisoren umfassende Modellprüfungen vorgenommen werden, ist nicht bekannt. Neben technischen Verständnisproblemen bestehen auch Interessenskonflikte, da die meisten Buchprüfungsunternehmen neben der Revision für die gleichen Kunden oft noch einträgliche Consulting-Tätigkeiten ausüben.

Es ist offensichtlich nicht immer gewährleistet, dass eine sachgerechte und objektive Berichterstattung über den Unternehmensgang stattfindet und allfällige Mängel im Schlussbericht vermerkt werden.

Die Buchprüfungsfirma Arthur Andersen war im Fall ENRON nicht in der Lage, die Risiken zu beurteilen, oder wollte sie einfach nicht transparent machen. Die Komplexität der Bewirtschaftung der anfallenden Risiken durch Termingeschäfte und der damit verbundenen Absicherungsstrategien nimmt zu. Gleichzeitig werden immer neue Bereiche den Absicherungsstrategien unterworfen, z.B. Wetterderivate.

Es wird praktisch unmöglich, aufgrund der Gewinn- und Verlustsituation bei den Stromproduzenten einen „richtigen“ (fairen) Strompreis zu errechnen. Buchhalterische Tricks und Verschleierungstechniken, die zum

Ziel haben, Gewinne oder Verluste manipulativ zu verbergen, sind nur sehr schwer aufzudecken.

5.3.1 Spekulation

Wer zuverlässige Aussagen über kurzfristige Preisschwankungen machen kann, gehört zu den erfolgreichen Spekulanten des liberalisierten Strommarktes. Denn für die kurzfristig ausgerichtete Spekulation, die in Zeiträumen weniger Tage rechnet, ist nicht die absolute Höhe des Strompreises von entscheidender Bedeutung, sondern die Bewegung des Preises nach unten oder oben. Im heutigen Trading stehen weniger die physischen Lieferungen als die Preisbewegungen im Vordergrund. Die Gewinne entstehen im Umgang mit Risiken und nicht aus einer Marge wie im traditionellen Handel.

Die Bewirtschaftung der Preisrisiken ersetzt zunehmend den Handel.

Für langfristige Spekulationen ist entscheidend, über Informationen bezüglich Produktion und langfristiger Nachfrage sowie der daraus folgenden möglichen Preisentwicklung zu verfügen und sie allenfalls zu beeinflussen. So stellen große Verbundunternehmen und finanzstarke Händler sehr früh Geld- und Briefkurse (Kauf- und Verkaufskurse) für langfristige Produkte. Als Broker und Gegenpartei gleichzeitig auftretend, schlagen sie aus diesem Informationsvorsprung Profit. Darüber hinaus geht es bei langfristigen Spekulationen auch darum, Trends zu setzen und entsprechende finanzielle Engagements einzugehen. Wenn namhafte Analysten und Berater eine erhebliche Steigerung des Strompreises prognostizieren, setzen sie einen Trend, dessen Realisierungschancen dank möglicherweise gleichlaufender Interessen anderer Investoren beträchtlich steigen. Ohne dass die reale Situation diese Entwicklung mit einer gewissen Wahrscheinlichkeit vermuten lässt, wäre die Realisierung der Erwartung über einen zukünftigen Strompreis kaum durchsetzbar.

Der Terminmarkt wird aber dann zu einem erfolgreichen langfristigen Geschäft für einen Stromhändler, wenn es ihm gelingt, eigene Vorstellungen über zukünftige Entwicklungen, auf die er im Vorfeld Kontrakte abgeschlossen hat, durchzusetzen, indem er andere Unternehmen für seine Vorstellungen gewinnt. Angesichts der oligopolartigen Struktur des europäischen Strommarktes ist das durchaus möglich.

Früher bestand ein Interessensgegensatz zwischen den Produzenten und den Händlern. Während die Händler an einem tiefen Preis interessiert waren, um hohe Handelsmargen realisieren zu können, wollten die Produzenten hohe Preise, um ihre Kosten zu decken und Gewinne zu erwirtschaften. Vor der Liberalisierung wurde dieser Interessenskonflikt bei den großen Stromunternehmen intern ausgeglichen. Nach der Liberalisierung verschwindet nun durch die Verlagerung der Handelsstrategie weg hin zur Risikobewirtschaftung der Gegensatz zwischen Händler und Produzent. Ein tiefer Strompreis wird für die Händler tendenziell immer weniger wichtig. Von zentraler Bedeutung werden für sie vielmehr die richtige Einschätzung des Preisverlaufes und die Möglich-

keit, diese Preisbewegung mitzubestimmen, eben diese Risiken zu bewirtschaften.

Indem mit Strom spekuliert wird, vergrößert sich die Volatilität und der Bedarf nach Absicherungsmaßnahmen steigt. Wie hoch die Kosten dafür sind, wann und in welchen Zeiträumen sie anfallen, ist schwer zu beschreiben.

5.3.2 Beispiel ENRON

In den Jahren 1998 bis 2000 verzeichnete der in Konkurs gegangene amerikanische Energiegigant ENRON einen spekulativen und manipulativ erzeugten Gewinn aus den verschiedenen Derivatgeschäften in der Höhe von rund 16 Milliarden US\$. Das ausgewiesene Ergebnis lag in der Größenordnung der amerikanischen Investmentfirma Goldman&Sachs, die ihre Gewinne vorwiegend mit Aktien- und Derivatspekulationen erzielt. Auch wenn ein Teil der von ENRON ausgewiesenen Gewinne durch die Auslagerung von Verlusten manipuliert wurde, dürften die durch amerikanischen Stromhändler erzielten Gewinne in der Größenordnung der US-Investmentgesellschaften liegen. Entsprechend dürfte die durch die Spekulation hervorgerufene preistreibende Wirkung ähnlich hoch veranschlagt werden wie die durch Investmentgesellschaften in den Finanzmärkten erzielten Ergebnisse.

Im europäischen Raum sind diese Entwicklungen begrenzt möglich.

5.4 Derivative Instrumente

Grundsätzlich wurden und werden sowohl in einem auf Versorgungssicherheit ausgerichteten als auch in einem marktorientierten Stromversorgungssystem bilaterale Verträge zwischen Produzenten und Abnehmern abgeschlossen, die im Wesentlichen Terminverträgen entsprechen. In der Sprache der Banker oder Investmentgesellschaften heißen diese Kontrakte Forwards.

Sie sind gewissermaßen Wetten auf den zukünftigen Verlauf der Preisentwicklung.

Der eine Partner gewinnt, was der andere verliert. Die entscheidende Frage ist natürlich, wer schließlich die Verluste trägt, ob sie beim Händler verbleiben oder ob sie mit zeitlicher Verzögerung auf den Endkunden abgeschoben werden können.

Ein Forwardvertrag beinhaltet daher immer ein sogenanntes Gegenparteiisiko, denn die Gegenpartei kann während oder vor Abschluss der Transaktion zahlungsunfähig werden.

Offen bleibt generell, ob am Schluss tatsächlich Strom geliefert wird oder ob bloß ein finanzieller Ausgleich stattfindet. Da beim Strom alle Kontrakte Termingeschäfte sind, ist es schwierig den Begriff juristisch eindeutig zu definieren. Das deutsche Bundesaufsichtsamt für das Kreditwesen (BAKred) definiert das Termingeschäft als Typus wie folgt:

Ein Geschäft, das durch eine Reihe von Merkmalen⁴⁵ bestimmt wird, die nicht zwingend alle stets vorliegen müssen, jedoch das Erscheinungsbild des Geschäftes als Ganzes als Termingeschäft prägen.

Entscheidend für die Unterstellung des Stromgeschäftes unter die Vorschriften für den Derivatehandel ist laut BAKred der Gesamttypus des Geschäftes und die dabei bestehende Spekulationsabsicht⁴⁶ – was immer auch darunter zu verstehen ist. Gemäß der Natur des Stromgeschäftes wird der weitaus größte Teil der vereinbarten Stromhandelsverträge durch Lieferung des Gutes zum Abschluss gebracht. Im Gegensatz zu anderen Finanzmärkten, wo praktisch alle Verträge mit einem Finanzausgleich abgeschlossen werden und es nur ganz selten zur Lieferung des Underlyings (Aktien, usw.) kommt. Bei vielen Verträgen ist oft eine Lieferung gar nicht erwünscht, da sie u.U. zusätzliche Kosten verursacht. Der potenzielle Unterschied zwischen einem physisch gelieferten Gut und einem Finanzkontrakt wird als „Convenience Yield“⁴⁷ bezeichnet. Die Höhe des Convenience Yield wird wesentlich von der Saisonalität von Angebot und Nachfrage des betreffenden Gutes beeinflusst.

Auch wenn unter liberalisierten Bedingungen bilaterale Kontrakte zwischen Produzenten und Abnehmern weiterlaufen wie früher, so ändern diese Kontrakte trotzdem ihren Charakter. Früher wurden Kontrakte im Hinblick auf die Sicherstellung der Stromproduktion (Kapitalaufbringung, Verzinsung, Unterhalt, etc.) und der Versorgungssicherheit abgeschlossen. Mit der Liberalisierung steht aber die Eingrenzung oder Ausschließung der Preisrisiken für Strom im Vordergrund, bzw. die Spekulation. So entsteht ein neues Verhalten am Markt, indem ein Signal⁴⁸ zur Veränderung des Strompreises zu einem zentralen Instrument der Risikoabsicherung und Spekulation wird. Sobald sich Preisveränderungen abzeichnen, setzen Spekulationskäufe und –verkäufe ein. Scheinen die Strompreise zu steigen, wird auf Termin gekauft, je nach Risikobereitschaft und Spekulationskonzept, kurz darauf, wenn eine Gegenbewegung einsetzt, wieder verkauft. Die Position wird „glattgestellt“. Nach Ablauf der vereinbarten Periode erfolgt dann jeweils der Ausgleich entsprechend den vereinbarten Kontrakten.

Mit Hilfe von Derivatkontrakten kann dieser Vorgang theoretisch beliebig oft durchgeführt werden, ohne dass real Strom geliefert wird. Unterschiedliche Erwartungen über den Verlauf des Strompreises beschleunigen diesen Prozess.

⁴⁵ Preis, Menge, Zeitraum, etc. der gelieferten Energie.

⁴⁶ Mit relativ geringem Kapitaleinsatz überproportional an Preisveränderungen zu partizipieren (Hebel oder Leverage).

⁴⁷ Kann mit „Gewinn (Ertrag) aus Annehmlichkeit (Günstigkeit, Bequemlichkeit)“ übersetzt werden.

⁴⁸ Prognosen aller Art, aber auch Gerüchte, wie z.B. Streikdrohungen.

5.5 Transparenz

Gegenüber der Transparenz im Markt haben die Marktteilnehmer grundsätzlich widersprüchliche Interessen. Einerseits vermindert jegliche Transparenz den Vorteil, den sich ein Händler aus einem allfälligen Informationsvorsprung verschaffen kann. Andererseits sind Transparenz im Markt sowie möglichst klare und faire Marktregeln (Insiderregeln, Manipulationsverhinderung, etc.) gegen Missbräuche von zentraler Bedeutung, damit breitere Investorenkreise Vertrauen in den Markt gewinnen und dort investieren. Gleichzeitig helfen offene Informationskanäle auch, bestimmte Marktbewegungen anzutreiben und die nötige Masse zur Beeinflussung der Kurse und Preise in Bewegung zu setzen. Auf Grund dieser Interessenslage teilt sich der Markt in einen großen, weitgehend vertraulich organisierten OTC-Markt und in einen öffentlichen und regulierten Markt, nämlich die Börsen. Nach derzeitigen Schätzungen wurden mehr als 80% aller Derivatkontrakte außerbörslich (OTC) vereinbart. Die Existenz einer funktionierenden Börse ist auch für OTC-Kontrakte wichtig. Denn zur Bestimmung eines allfälligen Zahlungsausgleiches bei finanziellen Kontrakten (Spekulationen) sind die Kontrahenten auf eine allgemein anerkannte Vergleichsbasis angewiesen. Bei nichtfinanziellen Kontrakten spielt diese Vergleichsbasis keine Rolle, da der Strom geliefert wird.

Das Fehlen einer breit akzeptierten Referenzbasis erschwert den Abschluss von Kontrakten, was sich auf die Liquidität auswirkt.

Bei finanziellen Kontrakten kann nun entweder auf den Spotmarktpreis oder, was die Abwicklung vereinfacht, auf einen Index abgestellt werden. Die Schaffung eines Index ist eine entscheidende Voraussetzung, damit geregelte Spekulation oder finanzielle Risikoabsicherung überhaupt in größerem Maße stattfinden kann. Der SWEF ist ein Beispiel für einen Index, der aber nicht die erhoffte breite Akzeptanz fand. Der Spotmarktpreis muss einen genügend großen Anteil am physischen Stromhandelsvolumen repräsentieren, um dann als Index Eingang in eine Berechnung zu finden.

Bis jetzt gibt es im mitteleuropäischen Raum praktisch nur einen Index⁴⁹, dem der Markt genügend Vertrauen entgegenbringt.

An den verschiedenen Strombörsen bestand das System der „Market Maker“⁵⁰, bei dem große Handelsunternehmen Preise für Strom stellten. Das heißt aber, dass sie den Preis nach ihren Markteinschätzungen bestimmten und so Einfluss auf den Marktverlauf ausübten. An der EEX werden die Preise im Auktionsverfahren bestimmt, was die Manipulationsmöglichkeiten beim Setzen von Trends eingrenzt.

Ein finanzieller Strommarkt in Mitteleuropa ist in rascher Entwicklung.

⁴⁹ Phelix: Physical Electricity Index, Phelix Base und Phelix Peak sind eingetragene Marken der EEX.

⁵⁰ Siehe 4.5 Charakteristiken der Kontrakte, grundlegende Begriffe.

Neben den Börsen besteht ein breites Feld von privaten Brokern, die international organisiert und vorwiegend im OTC-Bereich tätig sind, Preise anbieten und Kontrakte vermitteln. Sie handeln auch mehrjährige Kontrakte und vermitteln dadurch auch langfristige Preistrends.

Wie die Preisfindung stattfindet, ist nicht überprüfbar, indem etwa eine Muttergesellschaft mit ihrer Tochter einen Kontrakt abschließt und so einen Preis signalisiert.

Die Preisfindung liegt nicht im Interesse des Brokers, er ist nur am Umsatz interessiert. Die großen Unternehmen im Stromgeschäft regeln Kontrakte oft unter sich, da bei Termingeschäften Liquidität nicht immer gewährleistet ist. Mit diesen Kontrakten werden wichtige Werte für die Strompreisbildung gelegt.

Es wird ein Bild ausgehandelt, wie sich die Strompreise in Zukunft entwickeln werden.

Es sind stillschweigende Vereinbarungen zwischen den marktmächtigen Stromproduzenten und Händlern über den zukünftigen Verlauf der Strompreise. Auch hier erwies sich ENRON als Vorreiter einer Tendenz, die sich allmählich auch in Europa durchzusetzen scheint. ENRON vermochte mit Hilfe von langfristig angelegten Terminverträgen Preissignale zu setzen, die den Vorstellungen der ENRON-Händler entsprachen und die sich dank der Marktmacht auch durchsetzten. So wurden Stromtermingeschäfte mit Laufzeiten bis zu 29 Jahren abgeschlossen. Verschiedene der längerfristigen Kontrakte waren teurer als die Errichtung neuer Kraftwerke, d.h., an Stelle der realen Investitionen wurden mit Hilfe von Finanzkonstrukten virtuelle Kraftwerke errichtet, die nichts zu Lösung der realen Stromversorgungsprobleme beitrugen. Im Gegenteil, durch die Bindung liquider Mittel wurden Investitionen erschwert.

Oft wird behauptet, als Folge der Liberalisierung habe sich die Transparenz insgesamt verbessert. Das stimmt nicht. Die Transparenz beginnt sich zwar als Folge der Marktinteressen in bestimmten, für Marktteilnehmer relevanten Bereichen durchzusetzen, aber nicht in Bereichen, die für die Öffentlichkeit von großem Interesse und daher hinterfragenswert sind, wie z.B.:

Wie werden die längerfristigen Trends für Preise gesetzt ?

Wie realistisch, also marktkonform, ist die Preisbildung ?

Besteht die Möglichkeit, Manipulationen zu erkennen und darauf Einfluss zu nehmen ?

Angesichts der zunehmenden Komplexität des Handels und der im Allgemeinen wenig effizienten Aufsicht stellt sich die Frage, ob die Transparenz für kleinere und mittlere Marktteilnehmer im Vergleich zu früher nicht abgenommen hat bzw. noch abnehmen wird. Wird Transparenz als regulatorische Maßnahme durchgesetzt, um bei Manipulationen sanktionierend eingreifen zu können, stellt sich vorerst die entscheidende Frage: Wurde manipuliert und wie kann Manipulation überhaupt festgestellt werden. Seit der Entstehung weitgehend transparenter Börsen gibt es ständig Gerüchte über Preismanipu-

lationen. In Einzelfällen gelangen Nachweise an der skandinavischen Börse Nordpool.

Transparente Märkte können nur durch entsprechende Vorschriften entstehen. Mangelnde Transparenz beschleunigt die Monopolbildung.

Der fehlenden Transparenz könnte durch eine Registrierpflicht aller abgeschlossenen Stromhandelskontrakte abgeholfen werden. Diese Vorstöße haben aber kaum Chance auf Erfolg, weil der deregulierte freie Handel mit Derivaten eine „heilige Kuh“ der Banken ist. Regulierungen in der Energiewirtschaft beziehen sich meist summarisch und allgemein unter dem Titel „Sicherstellung der Versorgung“ auf die realwirtschaftliche Ebene.

5.6 Preisbestimmende Wirkung des Stromhandels

Die Kontrolle des Großhandelspreises für Strom unterliegt nicht der Preisüberwachung⁵¹.

Im Stromhandel auf Hochspannungsebene besteht ein regulatorisches Niemandsland.

Eine Börse stellt eine Handelsplattform dar, die nach vorgeschriebenen Regeln funktioniert, wobei vor allem der Preis, aber auch andere Kenndaten der Öffentlichkeit zugänglich sind. Ziel ist der Schutz vor missbräuchlichen Manipulationen. Bei den europäischen Börsen existieren unterschiedliche Preisfindungssysteme. Durchgesetzt haben sich Systeme, die über Auftragsbücher (order driven) Abschlüsse vereinbaren. Die Preise werden durch den Börsencomputer aufgrund der vorliegenden Aufträge nach dem Meistausführungsprinzip festgestellt. In gering liquiden Märkten gibt es häufig keine Alternative zum Marketmaker-System, in dem die Möglichkeit der Preisbeeinflussung durch die Marketmaker besteht.

Es ist absurd anzunehmen, Transparenz und Börsenzwang würden Manipulationen verhindern. Die regulatorischen Rahmenbedingungen einer Börse schränken die Möglichkeiten dazu etwas ein. Größtenteils spielen sich OTC-Geschäfte in einem „schwarzen Loch“ ab. Grundsätzlich wurde von der Idee ausgegangen, wer im Stromhandel tätig ist, der verfüge über genügend Erfahrung in diesem Geschäft und bedürfe keines gesetzlichen Schutzes. Der Markt, so lautete die Überlegung, würde sich nach seinen eigenen Regeln selbst organisieren. Dass auch Abnehmer und Kunden des Gutes Strom von allfälligen Manipulationen betroffen sein könnten, wurde nie grundsätzlich überdacht. Große Marktteilnehmer betätigen sich sowohl als Händler als auch als Broker. Vorschriften bezüglich Marktmanipulation durch Aufblähen des Umsatzes, Hochtreiben der Preise durch Handel unter Tochtergesellschaften, durch „Crossing“ (gleichzeitiges Stellen und Glattstellen von Positionen zur Signalisierung eines bestimmten Preises), etc., gibt es nicht.

⁵¹ Das Preisgesetz gilt nur für Endkunden (Haushalte, Kleingewerbe, usw.).

Zur Illustration wird im Folgenden nochmals auf den Fall ENRON eingegangen. Mit Hilfe der Aufsichtsbehörde für Derivatehandel ist es ENRON auf regulatorischer Ebene gelungen, dass Energiederivate von jeglicher staatlichen Kontrolle entbunden wurden. Damit war die Grundlage für unbeaufsichtigte und intransparente Terminkontrakte geschaffen. Der Anspruch der Öffentlichkeit auf Transparenz wurde mit dem unter diesen Umständen üblichen Hauptargument, die in diesen Märkten tätigen Unternehmen könnten die Risiken selbständig einschätzen, nicht berücksichtigt. Eine staatliche Regulierung sei aus diesem Grund nicht nötig.

ENRON war grundsätzlich in folgende Praktiken verwickelt:

- Kurzfristige manipulative Spekulationen durch Eingabe falscher Daten. Dies führte zu Engpässen bei Durchleitungen und zu ungenügender Stromproduktion, was sich in exorbitanten Preissteigerungen äußerte. Diese Manipulationen spielten sich vorwiegend im kurzfristigen Terminmarkt und im Spotmarkt ab.
- Manipulation der Bilanzen durch Auslagerung von Verlustgeschäften an Tochter- und Partnerunternehmen. Termingeschäfte übten dabei einen entscheidenden Einfluss aus.
- Geschäftstätigkeit als Händler und Broker mit Unterstützung derivativer Produkte.
- Handel mit Tochterunternehmen und häufig mit sich selbst. Damit wurde die Illusion eines liquiden und volatilen Marktes mit ständig steigenden Preisen geschaffen.
- Ausnützung der marktbeherrschenden Stellung, da für besonders langfristige Terminkontrakte kein liquider Markt existierte.
- Erstellung von Forwardkurven auf Basis eigener Interessen und nicht aufgrund realistischer Markteinschätzungen.
- In Zeiten knapper Versorgung wurde die Produktion in ENRON-nahen Kraftwerksgesellschaften teilweise zusätzlich stillgelegt.

ENRON war bei all diesen Transaktionen nur die Spitze des Eisberges. Ohne die Mithilfe oder stillschweigende Akzeptanz dieser Vorgänge durch andere Stromproduzenten, -händler, Investmentunternehmen und auch staatlicher Behörden hätte ENRON diese umfangreichen, den Strommarkt direkt betreffenden Manipulationen nicht vornehmen können.

Die Gesetzgeber gehen von der Absicht aus, ein Marktgleichgewicht würde sich auf „natürlichem“ Weg ergeben, und unterlassen Regulierungen. Die Einschätzungsfrage bleibt, was als „natürlich“ zu bezeichnen ist.

Der Fall ENRON wird als typisch amerikanisch angesehen und könne nicht auf Europa übertragen werden. Im Vorfeld der Marktöffnung vermuteten Händler, dass marktbeherrschende Stromunternehmen durch Angebotsverknappung die Spotmarktpreise in die Höhe trieben. Die Produzenten hätten großes Interesse an hohen Spotmarktpreisen, die auch das Preisniveau für langfristige Lieferverträge erhöhen.

Eine glaubwürdige Marktüberwachung muss die Auswirkung dieser Preisvorgaben auf Konsumentenebene klären.

5.6.1 Regulierungsvorschläge

Sollen Märkte einigermaßen funktionieren, so haben sie bestimmte Voraussetzungen zu erfüllen. Wesentlich dabei sind Transparenz bezüglich Finanzen und Kosten sowie eine vernünftige Übereinstimmung von Kosten und Preisen. Von zentraler Bedeutung sind auch vertrauensbildende Stabilität und Verlässlichkeit. Auf dieser Grundlage müssen entsprechende regulatorische Rahmenbedingungen zur Sicherstellung eines funktionstüchtigen Marktes geschaffen werden.

Die staatlichen Behörden zeigten aber bisher kaum Interesse, diesen Problemen entsprechendes Augenmerk zu schenken.

Zwar wurden gewisse Vorkehrungen gegen Manipulationen und Wettbewerbsbeschränkungen getroffen, doch erscheinen die Vorschriften als zu vage und auch hilflos. Für einen funktionierenden Markt wären aber klare Rahmenbedingungen nötig, die folgende Aspekte umfassen sollten:

- Transparenz auch im OTC-Markt, alle abgeschlossenen Stromkontrakte müssen öffentlich zugänglich gemacht werden.
- Faktisches, nicht nur buchhalterisches Unbundling von Erzeugung und Handel muss durchgesetzt werden, da sonst die Produktion zum Hochtreiben der Preise zurückgehalten wird.
- Ein Regulator⁵² muss eingesetzt werden, der z.B. durch ein Annullierungsrecht von Verträgen, Aussetzen des Handels, Bewirtschaftung der Regelenergie usw. steuernd eingreifen kann. Dazu muss aber eine Datengrundlage geschaffen werden, die eine effektive Regulierung auch ermöglicht.
- Die Transparenz über Angebot und Nachfrage auf dem Strommarkt muss verbindlich geregelt werden. Kraftwerks- und Netzbetreiber müssen alle Daten über ihre Energieproduktion und Netzlast, über Kraftwerksrevisionen oder Ausfälle, Leitungsengpässe und grenzüberschrei-

⁵² In Österreich und Deutschland gibt es Regulatoren.

tenden Stromlieferungen oder –bezüge allen Marktteilnehmern gleich- und rechtzeitig zugänglich machen.

- Einführung eines finanziellen Anreizsystems zur Unterstützung stabilitätsfördernder langfristiger bilateraler Kontrakte zu Lasten kurzfristiger Spekulationen und der damit verbundenen hohen Volatilitäten.
- Die bislang privatwirtschaftlich organisierte Kontrolle der im finanziellen Terminmarkt tätigen Unternehmen muss durch eine staatliche Stelle übernommen werden. Die privatwirtschaftlich ausgerichteten Revisionsgesellschaften müssen angesichts der großen Bedeutung der Stromversorgung und des Stromhandels durch eine staatliche Organisation ersetzt werden.
- Die Eigenkapitalunterlegung für finanzielle Terminkontrakte muss gegenüber den „üblichen“ Derivatgeschäften anders definiert und beträchtlich besser ausgestattet werden.

Diese Forderungen müssen im Rahmen des gesamteuropäischen Strommarktes gesehen und diskutiert werden. Die meisten Terminkontrakte werden grenzüberschreitend innerhalb von Mitteleuropa abgeschlossen. Deshalb müssten sich alle Vorschläge in erster Linie auf EU-Regulierungen beziehen. Ein übergeordneter Regulator müsste EU-weit alle Händler kontrollieren und Transparenz über Angebot und Nachfrage EU-weit herstellen können. Offen bleibt allerdings die Frage, ob die EU solche regulatorische Rahmenbedingungen schaffen kann, oder ob die mächtigen nationalen Energiegesellschaften weiterhin ihre Positionen durchsetzen.

Der österreichische Großhandelsmarkt ist mit jenem Deutschlands integriert. Die deutsche Börse EEX gilt als Leitbörse auch für den österreichischen Strommarkt. Selbst die sehr liquide deutsche Börse EEX setzt im OTC-Clearing etwa die dreifache Menge des tatsächlichen Börsenhandels um. Als besonders kritisch wurde in der Vergangenheit die Rolle der dominanten Erzeuger gesehen, Preise durch ihr Kaufverhalten künstlich hoch zu halten. Tritt ein Händler mit erheblichen Erzeugungskapazitäten an der Börse als Käufer auf, liegt es nahe, dass Kapazitäten in erheblichem Maße, zu entsprechend höheren Preisen, OTC gehandelt werden, wenn man davon ausgeht, dass die Börse als Preisbildungsinstrument für den OTC-Handel dient. Würde der gesamte Großhandel über offizielle Handelsplätze, also Börsen, abgewickelt werden, dann wäre es für dominante Erzeuger schwieriger, solche Strategien zu verfolgen.

Um die Transparenz am Großhandelsmarkt zu erhöhen, plant die EEX, Ende 2009 eine Internetplattform mit marktrelevanten Informationen der vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber zur Verfügung zu stellen und damit den Informationsfluss zu erhöhen.

5.6.2 Stromerzeugungskosten und Investitionsanreize

Während für die kurz- und mittelfristige Preisbildung über die Merit-Order-Kurve Grenzkosten bestimmend sind, erfolgen Investitionsentscheidungen auf Basis der langfristigen Grenzkosten (gesamte Stromerzeugungskosten).

Die nachfolgende Abbildung zeigt hinsichtlich Kosten, Leistungen und Preisen keine reale Situation, sondern nur schematisch Zusammenhänge auf. Die Grenzkosten je Erzeugungstechnologie (z.B. Laufwasser, Braunkohle, usw.) sind Durchschnittswerte über alle Kraftwerke. Subventionen für einzelne Technologien (z.B. Windkraft, Solarzellen, usw.) wären bei der Ermittlung der Grenzkosten zu berücksichtigen.

Preisbildung Strommärkte – Merit-Order (schematische Darstellung)

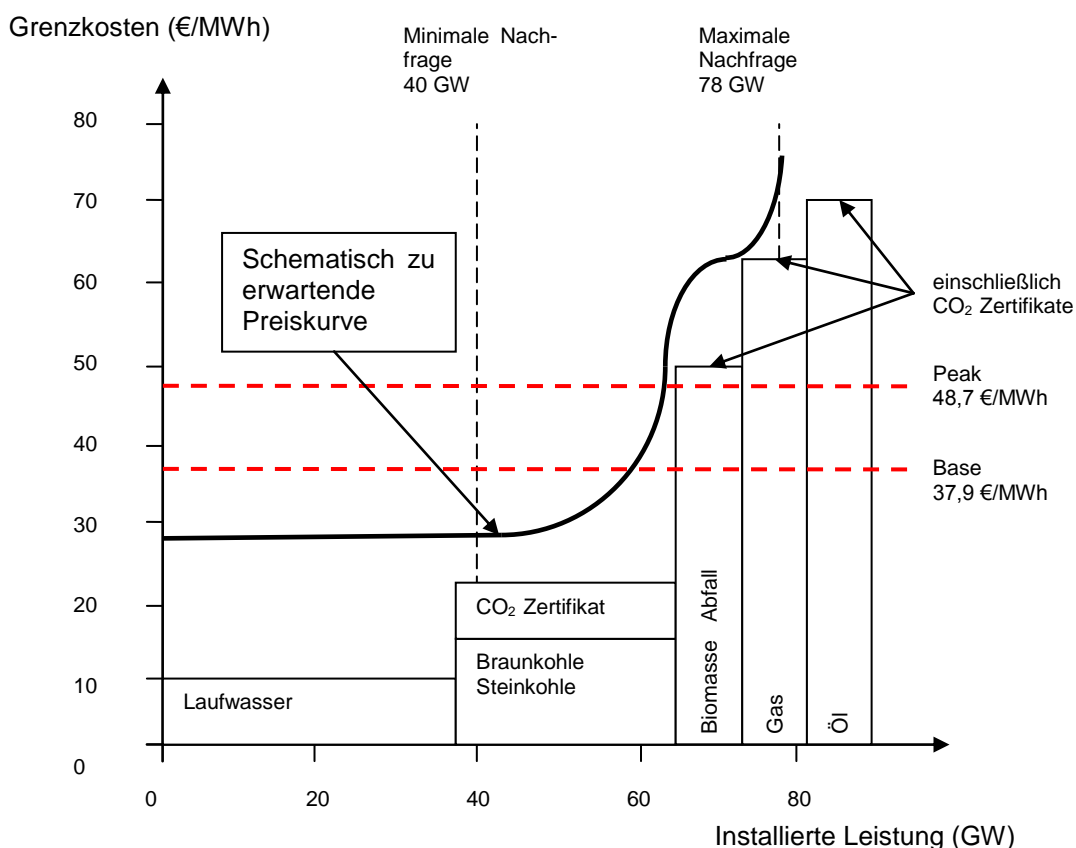


Abbildung 23: Preisbildung Strommärkte

Quelle: A.T. Kearney: Einflussfaktoren auf den Strompreis, S. 19.

Die Ermittlung der „realen“ Grenzkosten stößt bei allen Kraftwerksbetreibern auf große Schwierigkeiten, da sich über wesentliche Kostenansätze (z.B. Beschaffungskosten, Lagerkosten, Brennwertverluste, Wiederbeschaffungskosten, usw.) keine einheitlichen Betrachtungsweisen durchsetzen konnten.

Die Angebotskurve wird aus den Grenzkosten der unterschiedlichen Erzeugungstechnologien gebildet. Der Strompreis richtet sich nach den Grenzkosten jener Technologie, bei der die sehr unelastische Nachfragekurve auf die Angebotskurve stößt. Die Grenzkosten der Technologien hängen wesentlich von den schwankenden Brennstoffkosten und den volatilen CO₂-Zertifikatspreisen ab.

Der Preis bildet sich aufgrund von Angebot und Nachfrage auf Grenzkostenbasis, also den variablen Kosten, und gerade nicht nach Durchschnittskosten eines bestimmten Kraftwerksparks.

Dieser Preisbildungsmechanismus ist ein wesentlicher Faktor der wettbewerblichen Strommärkte. Ein staatlicher Eingriff in diesen Mechanismus, z.B. durch Preisregulierung oder Erzeugungskostenkontrolle, wäre eine Abkehr vom Prinzip der liberalisierten Märkte. Auf lange Sicht führt die verfehlte Anreizstruktur nicht zu sinkenden, sondern zu steigenden Preisen.

Erfahrungen in anderen europäischen Ländern haben gezeigt, dass dirigistische staatliche Eingriffe in den börslichen Preisbildungsmechanismus erhebliche negative Auswirkungen auf die betroffenen Märkte haben. So erhielten z.B. Betreiber von alten Kraftwerksanlagen staatlich garantierte Hilfen, wenn der Marktpreis unter die Erzeugungskosten fiel. Die Differenz aus dem künstlichen Preis und dem echten Marktpreis wurde aus Steuergeldern ausgeglichen.

Eine mögliche Reaktion des Marktes auf die künstliche Absenkung des Strompreinsniveaus könnte auch darin bestehen, dass kontrahierte Primärenergien (Kohle, Öl, Gas und Biomasse) nicht verstromt, sondern auf den Primärenergiemärkten gehandelt werden⁵³. Dadurch würde das Stromangebot sinken, steigende Preise und eingeschränkte Versorgungssicherheit wären die Folge. Das führt wieder zu der Frage, was kostet Versorgungssicherheit und welchen Preis ist der Abnehmer von Strom bereit, dafür zu bezahlen.

Die gesamten Stromerzeugungskosten müssen für die verschiedenen Kraftwerkstypen (Steinkohle, Erdgas GuD, Laufwasserkraft und Pumpspeicher) unter den erzielbaren Strompreisen liegen (unter dem Vorjahresfutures-Preis bzw. unter den Spotmarktpreisen), damit ein Investitionsanreiz gegeben ist. In einer Studie⁵⁴ wurden die Erzeugungskosten für Durchschnittskraftwerke ermittelt. In Einzelfällen können die Kosten abweichen:

- Steinkohle: im Jahr 2007 lagen die Stromerzeugungskosten zum ersten Mal unter dem Futures-Basepreis an der EEX.
- Erdgas GuD: bei Gaskraftwerken lagen die Stromerzeugungskosten immer über den Basepreisen. Bei einem Vergleich mit den Peak-Preisen lagen sie lediglich im Jahr 2007 unter dem Futures-Preis.

⁵³ Die sogenannte Spark-spread-Überlegung.

⁵⁴ A.T. Kearney: Einflussfaktoren auf den Strompreis, VEO-Pressesgespräch 20.5.2008

- Laufwasserkraft: Trotz steigender Strompreise lagen die Vollkosten neuer Laufwasserkraftwerke bis heute über dem Strompreis.
- Pumpspeicher: seit 2005 lagen die Stromerzeugungskosten von Pumpspeicherkraftwerken über dem Peak-Preis, allerdings unter dem Durchschnittspreis der teuersten 1200 Stunden, also in jenem Bereich, der für Investitionsentscheidungen interessant ist.

Erst seit kurzem bestehen für ausgewählte Kraftwerkstypen Investitionsanreize. Die Risiken für Kraftwerksinvestitionen sind heute aufgrund der Primärenergiepreisssteigerungen und dem starken Anstieg der Investitionskosten ungleich höher als zu Monopolzeiten. Das Investitionsrisiko wird durch die Umsetzungsproblematik (Umweltverträglichkeitsprüfung, Wasserrahmenrichtlinie, usw.) noch weiter gesteigert.

Für die Wirtschaftlichkeit einer Kraftwerksinvestition müssen die Strompreise langfristig über den gesamten Stromerzeugungskosten liegen.

Die gesamten Stromerzeugungskosten werden unterteilt in:

- Kapitalgebundene Kosten, Zinsen und Abschreibungen
- Brennstoffkosten
- CO₂-Kosten
- Betriebskosten.

Die gesamten Stromerzeugungskosten werden den Spotmarktpreisen (z.B. base für Laufwasser oder peak für Pumpspeicher) und z.B. den Einjahres-Futures aus dem Vorjahr gegenübergestellt. Liegen die Erzeugungskosten unter dem zu erwartenden Strompreis, besteht ein Investitionsanreiz.

Wenn Investoren mit staatlichen Eingriffen zu rechnen haben, werden sie Kraftwerksneubauten zur Disposition stellen. Damit wird die Struktur des Erzeugungsmarktes nicht belebt, und mögliche Strompreissenkungen durch eine Erhöhung des Erzeugungsangebotes werden ausbleiben.

6 Zusammenfassung

Eines der wichtigsten Motive der EU für die Liberalisierung der Strommärkte war die Realisierung von Wettbewerbspreisen. Die Preise sollten sich aus den kurz- und langfristigen Grenzkosten der Erzeugung ergeben. Der Druck des Wettbewerbes sollte zu sinkenden Preisen führen. Die zwei wesentlichen Voraussetzungen für den Wettbewerb waren die Öffnung der Märkte und das Unbundling der vertikal integrierten Stromversorgungsunternehmen. In diesen vereinfachten Überlegungen über die Funktionsweise liberalisierter Märkte wurden zwei Gesichtspunkte nahezu völlig außer Acht gelassen, nämlich:

Das strategische Verhalten der Erzeuger und das Prinzip der steigenden Grenzkosten.

In Europa herrscht im freien Markt ein akuter Mangel an Wettbewerb. Die Liberalisierung der Strommärkte befindet sich in einer Sackgasse. Die letzten Jahre waren von Fusionen und Übernahmen großer Unternehmen geprägt. Interessanterweise spielten europaweit dabei verstaatlichte Unternehmen eine führende Rolle. Diese Konzentration macht es für neue potenzielle Erzeuger immer weniger attraktiv, in diese Märkte einzudringen. Immer weniger Unternehmen (Oligopolisten) vereinigen somit immer mehr Marktmacht. Jede weitere Privatisierung hat zur Folge, dass sich nur mehr die Frage stellt, an wen in diesem Oligopol verkauft wird. Derzeit ist kein Ende des Konzentrationsprozesses der letzten Jahre abzusehen.

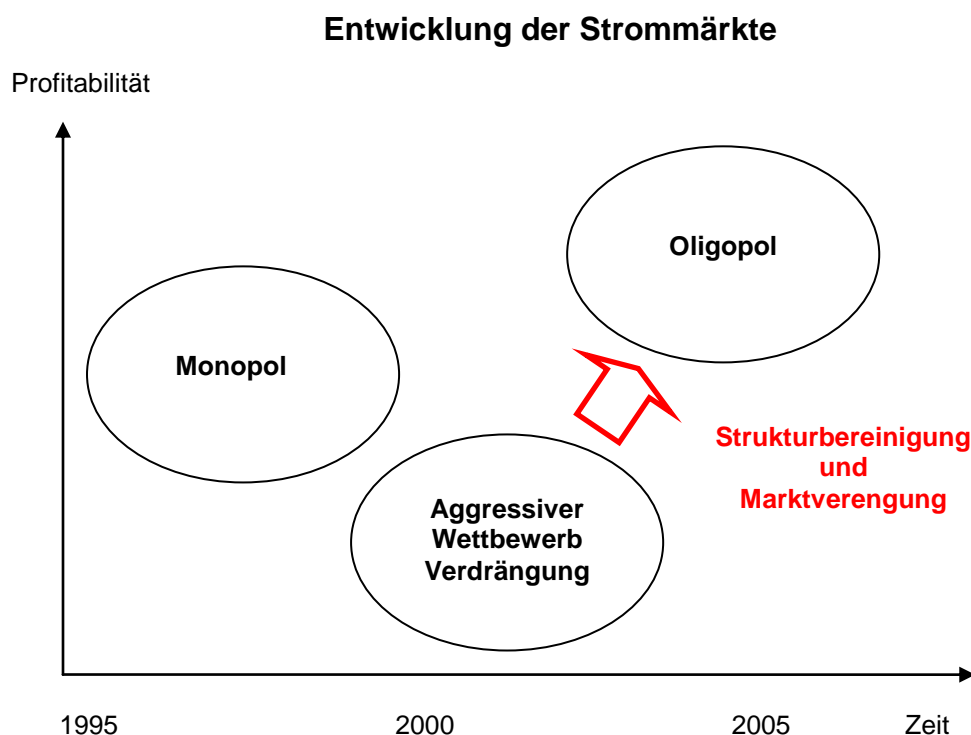


Abbildung 24: Entwicklung der Strommärkte

Quelle: Autor

Je mehr sich die markt- und unternehmensbezogenen Strukturmerkmale der einem Oligopol zuzurechnenden Unternehmen gleichen, desto eher kommt es zu wettbewerbsbeschränkendem Parallelverhalten. Ein symmetrisches Oligopol mit geringen Marktanteilsabständen der Unternehmen zueinander, vergleichbaren Ressourcen und einem ähnlich guten Zugang zu Beschaffungs- und Absatzmärkten neigt zur Wettbewerbslosigkeit.

Oligopolistisches Parallelverhalten wird wesentlich durch Homogenität und geringes Innovationspotenzial begünstigt.

Die abnehmende Wettbewerbsintensität führt zu steigenden Preisen. Darüber hinaus kann die Nachfrage als besonders unelastisch bezeichnet werden, denn der Stromverbrauch wächst trotz steigender Preise kontinuierlich. Die Preisentwicklung hat offensichtlich nicht zum sparsamen Umgang mit Strom motiviert. Im Bereich der Stromerzeugung nehmen Kapazitäten durch alters- oder umweltbedingte Kraftwerksschließungen ab, und es stellt sich die Frage, ab wann wieder in die Produktion investiert werden soll.

In den USA wurde mit der Errichtung von Kraftwerken erst begonnen, als die Nachfrage nicht mehr befriedigt werden konnte und die Preise extrem anstiegen. Diese unkoordinierte „Boom and bust cycle“-Strategie ist nicht ungefährlich, weil zunächst alle von den hohen Preisen profitieren wollen und Kraftwerke bauen. Dieses neue Überangebot führt dann zu sinkenden Preisen.

Am billigsten ist die Produktion aus Wasserkraftwerken, dann folgen die kalorischen Kraftwerke, usw. (siehe Abbildung 23). Die Merit Order ist eine Rangfolge der Stromproduktion anhand der Kraftwerkstypen. Bei verknapptem Angebot steigt der Preis entsprechend. Wenn dahinter eine Angebotsstrategie steckt, ist dieser nur durch Transparenz zu begegnen.

Ein Mindestmaß an Wettbewerb ist nur durch eine radikale Erhöhung der Transparenz zu gewährleisten.

Die Regulierungsbehörden und Börsenaufsichten sind hier gefordert, europaweit konzertierte Maßnahmen zu setzen. Allen Marktteilnehmern müssten folgende Daten täglich, zeitgleich und aktuell, z.B. über Internet, zur Verfügung gestellt werden.

Von den Erzeugern:

- Kraftwerksverfügbarkeiten
- Kraftwerksleistungen (MW)
- Erzeugung (MWh).

Von den Netzbetreibern:

- Exporte und Importe (MWh, nicht saldiert)
- Inlandsverbrauch oder Verbrauch je Regelzone (MWh).

Von den Händlern:

- OTC-gehandelte Kontrakte (Mengen und Preise, ohne Angabe der Gegenparteien)
- OTC-gehandelte Forwards (Mengen und Preise, ohne Angabe der Gegenparteien).

Von den Börsen:

- Börsengehandelte Futures (Mengen und Preise)
- Spotmarkt (Mengen und Preise)
- Clearing OTC-Kontrakte (Mengen und Preise, ohne Gegenparteien)
- Handelsvolumen (MWh, je gehandeltem Produkt)

Die Verpflichtung zur Veröffentlichung dieser Daten stellt sicher, dass allen Marktteilnehmern die gleichen Informationen zur Verfügung stehen. Damit wird die Möglichkeit zur Ermittlung eines Marktpreises für Strom wesentlich verbessert.

Ob dieser ermittelte Preis jedoch den sogenannten „fairen Marktpreis“ repräsentiert, kann nicht annähernd gesagt werden.

Weitere Maßnahmen neben der entscheidenden Verbesserung der Markttransparenz sind:

- Auflagen an die Übertragungsnetzbetreiber, Erlöse aus den grenzüberschreitenden Kapazitätsauktionen ausschließlich in den Ausbau der Netze zu investieren.
- Wiedereinführung von entfernungsabhängigen Transitgebühren. Die Kosten des grenzenlosen Handels werden auf den Endverbraucher als Anteil des Netznutzungsentgeltes überwälzt („sozialisiert“).
- Abschaffung der Privilegierung der Windenergie.
- Vergrößerung des Marktes für Ausgleichsenergie. Obwohl diese Energie relativ minderwertig ist, muss der Markt, in dem einzelne Anbieter sogar eine Alleinstellung innehaben können, als illiquide bezeichnet werden.
- Politische Maßnahmen auf europäischer Ebene zur Beseitigung von unzulässigen Beihilfen (Subventionierungen) im Bereich der Energieversorgung.

Im Sinne der Verordnung (EG) 1228/2003 und der Engpassmanagement-Leitlinien 2006/770/EG sind noch weitreichendere Schritte zur Verbesserung der Engpassmanagementmechanismen erforderlich, wie:

- Verwendung eines gemeinsamen Netzmodells, in dem auch die angrenzenden Übertragungsnetze entsprechend abgebildet sind.
- Gemeinsame und einheitliche Vergaben sowie einheitliche Kontaktstellen und Vertragsbedingungen für Marktteilnehmer.

- Lastflussbasiertes Kapazitätsvergabeverfahren, um Koordination, Betriebssicherheit und Gesamtwohlfahrt, d.h. die niedrigsten Kosten für die Endkunden, zu gewährleisten.

Das führt abschließend wieder zur Frage:

„Was kostet Versorgungssicherheit und welchen Preis sind die Abnehmer von Strom bereit, dafür zu bezahlen?“

Der starke Anstieg der Strompreise in den letzten Jahren wurde auch ausgelöst durch den Handel mit Emissions-Zertifikaten. Die Einpreisung der Zertifikatskosten führte bei den großen Erzeugern zu erheblichen Gewinnzuwächsen, sogenannten „Opportunitätsgewinnen“ (windfall profits). Diese Einpreisung ist nur angesichts eines auf den Strommärkten fehlenden Wettbewerbs möglich. Die großen Erzeuger profitieren auch mit Kraftwerken, die überhaupt nicht am Emissionshandel teilnehmen.

Wird Strom aus diesem Kraftwerksmix angeboten, bestimmt das teuerste Kraftwerk den Preis, auch wenn der Mischpreis darunter liegt.

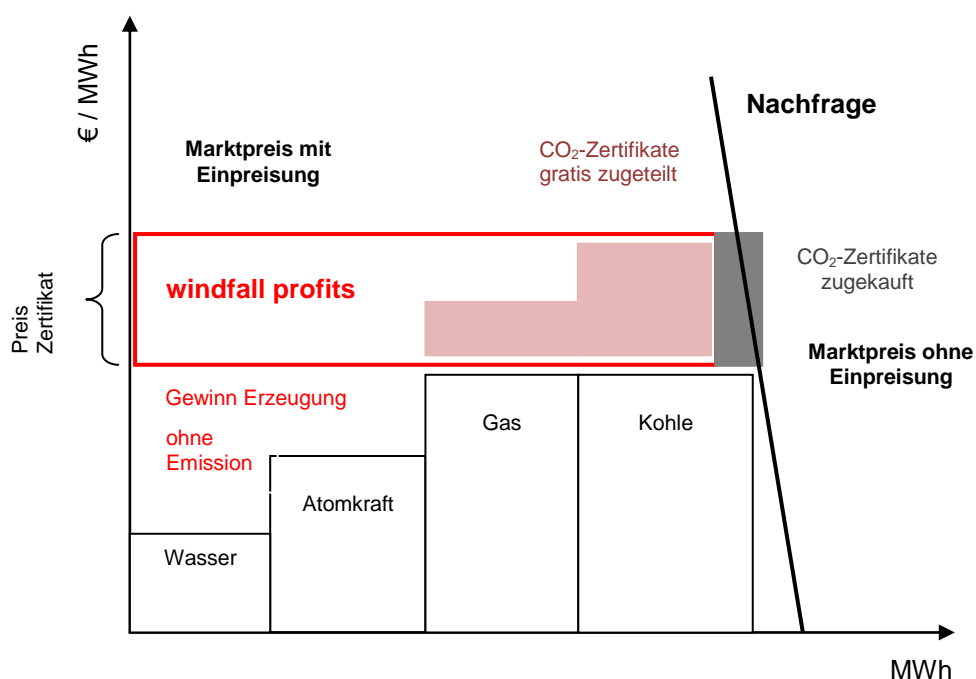


Abbildung 25: Windfall profits der Stromerzeuger durch Einpreisung der Zertifikatspreise in die Grenzkosten

Quelle: Haas, Reinhard: Ist die Liberalisierung des Strommarktes ein Erfolg, S. 10.

Der zentrale Ansatzpunkt des engen Oligopols zur Durchsetzung seiner Preisvorstellungen ist strategisches Verhalten. Die Erzeuger antizipieren mögliche Reaktionen der anderen Akteure und berücksichtigen diese bei eigenen Entscheidungen. Der Strompreis ist nicht mehr exogen vom Markt gegeben, sondern durch oligopolistische Interaktion beeinflussbar. Eine explizite und verbottene Preisabsprache ist nicht mehr notwendig. Eine Manipulationsstrategie ist das „strategische Bieten“, d.h. die Beeinflussung der Merit Order durch gezielte Kapazitätsdrosselung im preiswerten Kraftwerksbereich, z.B. Wasserkraft.

Marktbeherrschung ist anzunehmen, wenn die Gesamtheit von Unternehmen aus fünf oder weniger Unternehmen besteht, die zusammen einen Marktanteil von zwei Drittel oder mehr erreichen.

Maßstab für eine kartellrechtliche Prüfung der Preise ist im Grundsatz der wirtschaftliche Wert der Gegenleistung, mit dem Ziel der Ermittlung eines „missbrauchsfreien Preises“. Das Prüfkonzept nimmt Bezug auf das früher gezeigte Verhalten der marktbeherrschenden Unternehmen im relevanten Markt selbst und fragt, ob unter Berücksichtigung der auf die Unternehmen zukommenden Mehrkosten bei wirksamem Wettbewerb auf dem betreffenden Markt eine Preiserhöhung hätte durchgesetzt werden können (zeitliches Vergleichsmarktkonzept). Dieses zeitliche Vergleichsmarktkonzept spielt aufgrund der Entwicklung der Strommärkte (siehe Abbildung 24) in der kartellrechtlichen Praxis bisher keine Rolle.

Die Ermittlung eines missbrauchsfreien Preises ist sehr problematisch.

Eine weitere Möglichkeit, einen angemessenen Preis zu ermitteln, ist das Gewinnbegrenzungskonzept. Dieses Konzept fragt, welcher Preis ist auf Basis der Kosten gerechtfertigt. Die Erzeugungskosten im Kraftwerkspark sind im Wesentlichen bekannt. In der Preisbildung dürfen die Unternehmen einen Gewinnzuschlag einrechnen, also eine angemessene Verzinsung des eingesetzten Kapitals verlangen. Gewinnzuschläge bis 8% erscheinen angebracht. Auch kann die Eigenkapitalverzinsung auf eine Vergleichsrendite festverzinslicher Wertpapiere abgestellt werden. Letztlich entscheidend ist die Ermittlung der Differenz zwischen dem Marktpreis und dem fiktiven Wettbewerbspreis.

Eine kartellrechtswidrige Preisüberhöhung liegt bei einer „erheblichen“ Differenz vor.

Die Elektrizitätsversorgungsunternehmen argumentieren, dass die bisherige Rechtsprechung zur kartellrechtlichen Preishöhenkontrolle in der Stromwirtschaft auf die Verhältnisse des Monopols zugeschnitten war. Nunmehr findet die Preisbildung am Markt statt, nämlich an der Börse.

Literaturverzeichnis

A.T. Kearney: Einflussfaktoren auf den Strompreis VEÖ Pressegespräch – Zusammenfassung der Ergebnisse der Studie im Auftrag des Verbandes der Elektrizitätsunternehmen Österreichs (VEÖ) 2008

Baßeler, Ulrich / Heinrich, Jürgen / Utecht, Burkhard: Grundlagen und Probleme der Volkswirtschaft
18., überarbeitete Auflage – Schäffer-Poeschl Stuttgart 2006

Bogatu, Christian: Portfoliomanagement von Stromversorgungsverträgen
Technische Universität Berlin, Vortragsunterlage, Dezember 2001

Borchert, Jörg: Analyse von Determinanten der Großhandelspreise für Elektrizität anhand einer Systemstudie des deutschen Marktes. – 2003. – 150 S.
Berlin, Technische Universität, Fakultät VIII – Wirtschaft und Management, Dissertation, 2003

Borchert, Jörg / Schemm, Ralf / Korth, Swen: Stromhandel
Institutionen, Marktmodelle, Pricing und Risikomanagement
Schäffer-Poeschl Stuttgart 2006

DIE ERSTE Bank, Redaktion Anton Imre: Optionen, Broschüre
Eigenverlag 1990

Energiewirtschaftsgesetz vom 7. Juli 2005 (EnWG)
zuletzt geändert durch Artikel 2 des Gesetzes vom 25. Oktober 2008

Eßer-Scherbeck, Claudia: Nutzung des Stromhandels und der Strombörse für Großkunden
erschieden in VIK-Mitteilungen, November 2000

European Energy Exchange:
www.eex.com

Federico, Tobias / Günzel, Holger / Ottmanns, Helga / Pilgram, Thomas:
Preisabsicherung in der Energiewirtschaft – Seminardokumentation 2007

Günther, Stefan / Eßer-Scherbeck, Claudia: Portfoliomanagement für Stadtwerke – erschienen in et Energiewirtschaftliche Tagesfragen, Mai 2001

Haas, Reinhard / Auer, Hans / Redl, Christian: Ist die Liberalisierung des Strommarktes ein Erfolg?
Technische Universität Wien, Institut für elektrische Anlagen und Energiewirtschaft, 2007
www.stoppausverkauf.at

Hafner, Wolfgang: Strommarktliberalisierung und Terminmärkte
Studie 2002
www.energie-energy.ch

Heertje, Arnold / Wenzel, Heinz-Dieter: Grundlagen der Volkswirtschaftslehre
6., überarbeitete Auflage – Springer 2001

Hünerwadel, Andreas: Stromhandel, Arten und Formen des Stromhandels, insbesondere Börsen- und Derivathandel - Vortragsunterlage 2007
www.wengerviel.ch

Neufert, Jana: Auswirkungen von durch die Deregulierung des Strommarktes bedingten Transferleistungen durch das deutsche Verbundsystem auf dessen Stabilitätsverhalten. – 2001. – 163 S.

Berlin, Technische Universität, Fakultät IV – Elektrotechnik und Informatik, Dissertation, 2001

Ohle, Frank: Erfolgsfaktoren im Großkundenvertrieb von Energieversorgungsunternehmen Wertorientiertes Vertrags- und Risikomanagement – Veranstaltungsdokumentation 2004

Peters, Sönke / Brühl, Rolf / Stelling, Johannes: Betriebswirtschaftslehre 12., durchgesehene Auflage – Oldenburg München Wien 2005

Schanda, Reinhard: ElWOG Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetz Praxiskommentar – Orac Wien 1999

Schmalen, Helmut: Grundlagen und Probleme der Betriebswirtschaft 11., vollständig überarbeitete und erweiterte Auflage – Schäffer-Poeschl Stuttgart 2001

Schneider, Erich: Einführung in die Wirtschaftstheorie II Wirtschaftspläne und wirtschaftliches Gleichgewicht in der Verkehrswirtschaft 12., durchgesehene und verbesserte Auflage – J.C.B. Mohr (Paul Siebeck) Tübingen 1969

Schulz, Hans: Energiebeschaffung in liberalisierten Märkten Vortragsunterlage, Zürich, 2008

Stelling, Johannes: Kostenmanagement und Controlling 2., überarbeitete Auflage – Oldenburg München Wien 2005

Tragner, Manfred: Zur Auswahl des optimalen Netzzugangs- und Übertragungstarifmodell für länderübergreifenden Stromhandel – Eine Analyse am Beispiel Italien – Österreich. – 2002. – 163 S.
Wien, Technische Universität, Fakultät für Elektrotechnik und Informationstechnik, Dissertation, 2002

Wolke, Thomas: Risikomanagement Oldenburg 2007

Erklärung

Ich erkläre, dass ich die vorliegende Arbeit selbstständig und ohne fremde Hilfe verfasst, andere als die angegebenen Quellen nicht benützt und die benutzten Quellen wörtlich zitiert sowie inhaltlich entnommene Stellen als solche kenntlich gemacht habe.

Stockerau, Dezember 2009

Unterschrift